



MEMOIRE

Présenté

à

L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMEN
FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES
DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité

Géo-Ressources

par

Mohammed El-Amine MEKAMCHA

&

Manel Saadia TABIB

EVALUATION SPATIO-TEMPORELLE DU RESERVOIR SILURIEN ARGILO-GRESEUX (SAG) DU BASSIN DE BERKINE (SAHARA NORD ORIENTAL, ALGERIE): UNE APPROCHE DE MODELISATION

Soutenu le 02 juillet 2022 devant les membres du jury :

Salamet MAHBOUBI, MC (A), Univ. Tlemcen
Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen
Kamar Eddine BENSEFIA, MC (B), Univ. Tlemcen

Président
Encadreur
Examineur

TABLE DES MATIERES

AVANT-PROPOS	P
RESUME	4
ABSTRACT	5
	6

Premier chapitre: CADRE GENERAL DE L'ETUDE

I. PROBLEMATIQUE	7
	7
II. OBJECTIFS DU MEMOIRE	
III. METHODOLOGIE	7
A. Acquisition des DATA	7
B. Traitement des DATA	7
IV. PRESENTATION DU BASSIN DE BERKINE	8
A. Limites géographiques	8
B. Grands traits géologique	8
1. Au plan structural	9
2. Au plan lithostratigraphique	10
V. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU BASSIN	13
A. Roches mères	13
1. La roche mère silurienne	14
2. La roche mère dévonienne	14
3. La roche mère ordovicienne	14
4. La roche mère carbonifère	14
B. Roches réservoirs	14
1. Réservoirs paléozoïques	14
1.1. Le réservoir du Cambrien	14
1.2. Le réservoir de l'Ordovicien	14
1.3. Le réservoir du Silurien	14
1.4. Le réservoir du Dévonien inférieur	15
1.5. Le réservoir du Carbonifère	15
2. Réservoirs mésozoïques	15
2.1. Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)	15
2.2. Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC)	15
2.3. Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)	15

C. Roches couvertures	15
1. Couvertures paléozoïques	15
2. Couvertures mésozoïques	16
D. Type de pièges	16

Deuxième chapitre : **VARIATIONS SPATIOTEMPORELLES DU RESRVOIR**

I. INTRODUCTION	17
II. CORRELATIONS	17
A. Transect (A-A')	18
B. Transect (B-B')	18
C. Transect (C-C')	18
D. Transect (D-D')	18
E. Transect (E-E')	18
III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES	24
A. Cartes en isopaques	24
1. Niveau stratigraphique M0 du réservoir	24
2. Niveau stratigraphique M1 du réservoir	24
3. Niveau stratigraphique M2 du réservoir	24
4. Niveau stratigraphique A1 du réservoir	24
5. Niveau stratigraphique A2 du réservoir	24
6. Niveau stratigraphique B1 du réservoir	25
B. Cartes en isobathes	31
IV. CONCLUSION	38

Troisième chapitre : **ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES**

I. INTRODUCTION	39
II. RESULTATS ET DISCUSSION	39
A. Cartes en iso-porosité	39
B. Cartes en iso-argilosité	47
III. CONCLUSION	53

CONCLUSION GENERALE

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	55
LISTE DES FIGURES	56
LISTE DES TABLEAUX	57

AVANT-PROPOS

AVANT-PROPOS

En premier lieu, nous tenons à remercier Allah, notre créateur, de nous avoir donné de la force et la patience pour finaliser ce modeste travail.

Nous tenons également à remercier:

Madame **Salamet MAHBOUBI**, Maître de Conférences classe A, qui nous a fait l'honneur de présider le jury.

Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur des Universités d'avoir bien voulu suivre notre travail. En qualité d'encadreur, Monsieur **Abbas MAROK** nous a toujours accordé son aide efficace. Nous tenons une fois encore à le remercier pour ses conseils inestimables, sa patience, ses sacrifices et ses encouragements tout au long de la rédaction de ce mémoire.

Monsieur **Kamar Eddine BENSEFIA**, Maître de Conférences classe B, qui a bien voulu accepter d'examiner ce travail et apporter son avis et ses critiques.

Qu'il nous soit permis d'exprimer notre profonde reconnaissance à Monsieur **Mohammed El Amin TOUAHRI** pour sa collaboration exemplaire.

Nos remerciements s'adressent aussi à Monsieur **Abdelmalek BOUKAOULA** pour son immense soutien, ses encouragements et ses précieux conseils.

Nous rendons un hommage à l'équipe pédagogique du Master Professionnel « Géorressources » du Département des Sciences de la Terre et de l'Univers pour la qualité de la formation dans le domaine des Géosciences.

Enfin, nous pouvons oublier nos collègues et amis (es) « Masterants » de la promotion 2021/2022 ainsi que nos familles pour leur soutien moral et leur sollicitude.

RESUME

RESUME

Dans le présent travail, les données de vingt-trois (23) puits pétroliers sélectionnés dans le bassin de Berkine (plate-forme saharienne nord orientale) ont été étudiées pour comprendre les relations qui peuvent exister entre les variations des épaisseurs du réservoir Silurien Argilo-Gréseux (SAG), l'architecture des blocs exploités et l'évolution spatiale de la porosité et du volume d'argiles.

Dans cette optique, l'élaboration des cartes en isopaques et en isobathes pour l'ensemble des niveaux

stratigraphiques (M0, M1, M2, A1, A2, B1 et B2) formant le réservoir silurien témoigne en faveur de l'existence d'une relation entre les variations spatiale des épaisseurs et la tectonique locale.

Par ailleurs, les résultats pétrophysiques à travers l'interprétation des cartes en iso-porosité et en iso-argilosité montrent que les valeurs de la porosité augmentent progressivement vers le Sud-Ouest, contrairement aux valeurs du volume d'argiles.

Mots-clés: Berkine, Réservoir SAG, Silurien, Isopaques, Isobathes, Pétrophysiques

ABSTRACT

ABSTRACT

In the present work, the data of the selected twenty three petroleum wells in the Berkine basin (north eastern Saharan platform), were studied to comprehend the relations that can exist between the thickness variations of the Silurian clay-sandstone reservoir (SAG), the architecture of the exploited blocks as well as the spatial evolution of the porosity and the volume of clays.

In this perspective, the elaboration of the isopachs and isobaths maps for all the stratigraphic levels (M0, M1, M2, A1,

A2, B1 and B2), forming the Silurian reservoir, witnessing in favor the existence of a relation between the spatial thickness variations and the local tectonics

Otherwise, the petrophysic results through the interpretation of the maps in iso-porosity and iso-clayeyty showing that the porosity values rise gradually towards the South-west, in contrary to the clayey volume values.

Key-words: Berkine, Reservoir SAG, Silurian, Isopachs, Isobaths, Petrophysics

Premier chapitre: **CADRE GENERAL DE L'ETUDE**

I. PROBLEMATIQUE

Considéré comme étant le bassin le plus important en matière de production d'hydrocarbures, avec comme principaux réservoirs les formations gréseuses du Paléozoïque (dont le réservoir Silurien Argilo-Gréseux, objet de la présente étude) et du Trias (à l'exemple du Trias Argilo-Gréseux Supérieur, le Trias Carbonaté et enfin le Trias Argilo-Gréseux Inférieur), le bassin de Berkine (zone d'accumulation d'huile et de gaz) est sujet de nombreuses récentes découvertes. Ceci a permis à l'Algérie d'élever son niveau de production durant la dernière décennie.

Dans cette optique, et pour mieux cerner les caractéristiques du réservoir Silurien Argilo-Gréseux et son extension dans l'espace, nous allons essayer à travers les DATA de 23 puits répartis sur plusieurs blocs de proposer des zones à potentiel pétrolier élevé pour une exploration future.

II. OBJECTIFS DU MEMOIRE

Dans ce travail, l'ensemble des données acquises, nous amènent à:

- effectuer des corrélations à l'échelle du bassin pour avoir une idée sur l'évolution spatio-temporelle du réservoir;
- établir des cartes en isopaques et en isobathes;
- évaluer et interpréter les paramètres pétrophysiques du réservoir (porosité et argilosité).

III. METHODOLOGIE

A. Acquisition des DATA

Les données sismiques ainsi que diagraphiques et pétrophysiques de 23 puits proviennent de plusieurs blocs du bassin de Berkine.

B. Traitement des DATA

Les différents traitements des DATA ont été réalisés par deux logiciels, à savoir :

- le *Petrel* pour effectuer les corrélations entre les différents réservoirs;

-le *Surfer* pour établir les cartes en isopaques et en isobathes ainsi que les cartes en iso-porosité et iso-argilosité.

IV. PRESENTATION DU BASSIN DE BERKINE

A. Limites géographiques

Avec une superficie globale de 102 395 km², le bassin de Berkine (ou bassin de Ghadamès) se situe dans la partie Sud-Est de la plate-forme saharienne, entre la latitude 29° et 33° Nord et la longitude 5° et 9° Est. Il est limité au Nord par la bordure Sud du Môle de Dahar, au Sud par le Môle de D'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Est par la frontières tunisienne et libyenne et enfin à l'Ouest par le prolongement structural vers le Nord du Môle d'Amguid-El Biode-Hassi Messaoud (fig. 1).

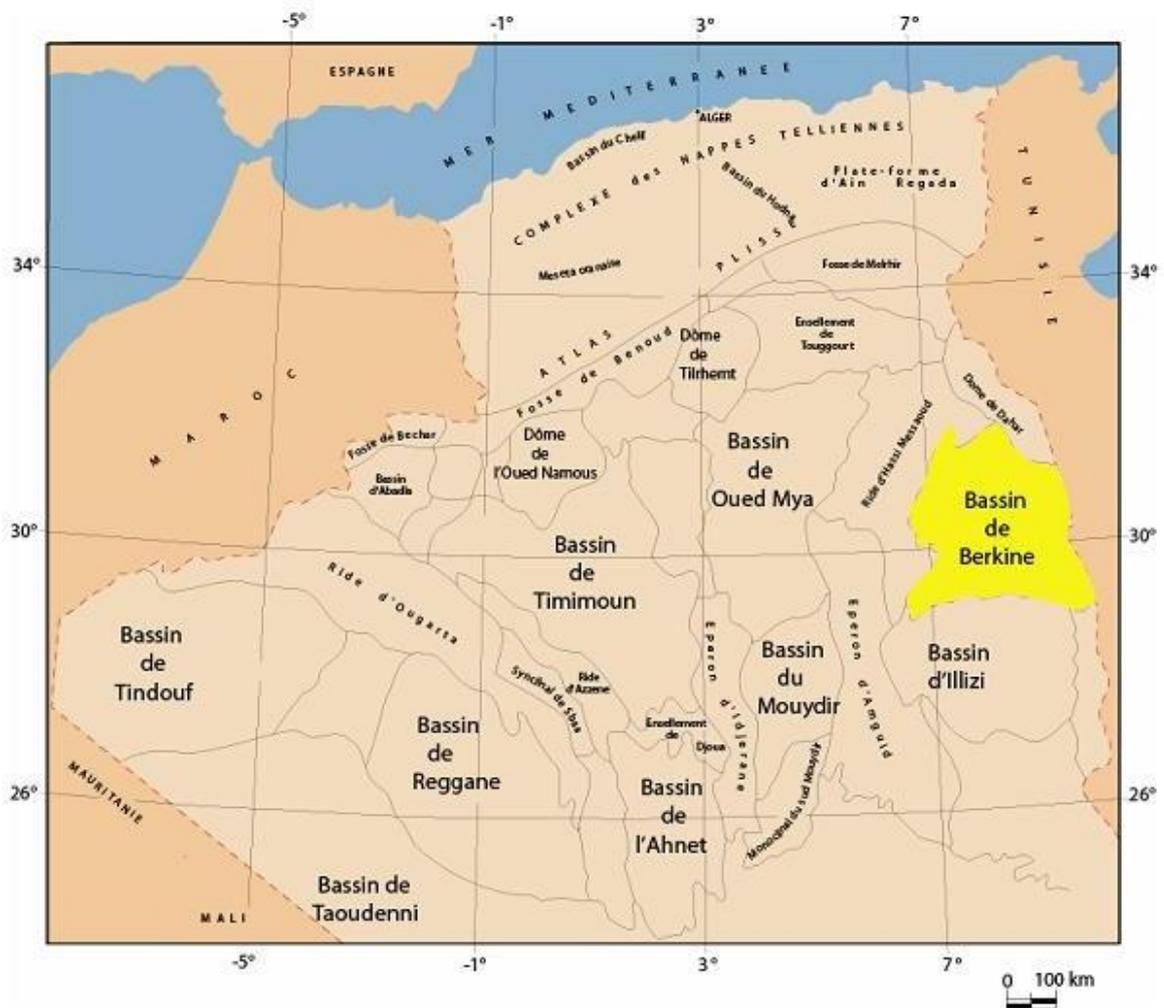


Fig. 1- Limites du bassin d'étude (d'après WEC, 2005; modifiée).

B. Grands traits géologique

Faisant partie de la province orientale de la plate-forme saharienne (synclise d'Illizi-Ghadamès), le bassin intracratonique de Berkine (fig. 2) a fait l'objet de plusieurs travaux pluridisciplinaires. Nous citons, entre autres les travaux de: ALIEV & *al.*, 1971; BOUDJEMA, 1987; YAHY & *al.*, 2001; ASHTON, 2005; GALEAZZI & *al.*, 2010)

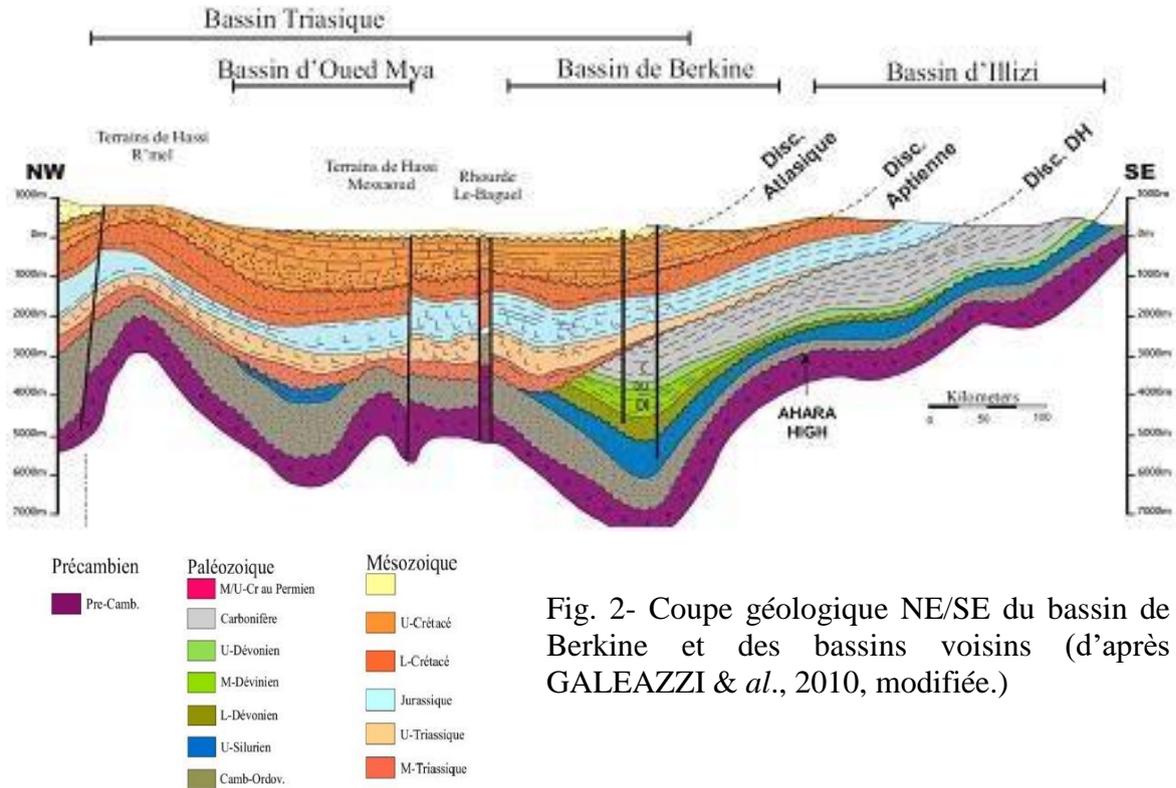


Fig. 2- Coupe géologique NE/SE du bassin de Berkine et des bassins voisins (d'après GALEAZZI & al., 2010, modifiée.)

1. Au plan structural

D'après BOUDJEMA (1987), le bassin Berkine est affecté à la fois par une tectonique distensive et compressive. Elle constitue ainsi une réponse à plusieurs phases tectoniques qui peuvent être résumées comme suit (tabl. 1):

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	ALPIN TARDIF	N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
	PALEOGENE	TERTIAIRE ALPIN MOYEN EOCENE N.160	N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE		Jeu en invers sur les accidents NO.90
	JURASSIQUE	(ALPINPRECOCE)	N.O.90	
	TRIAS			
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	N.120	Jeu en invers sur les failles NW-SE
	SUBOVIDIEN	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE	N.O.40	Jeu en invers sur les failles NE-SE
		Superieur	PHASE FRASNIEN	NW-SE
	Moyen			Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")
	Inférieur	PHASE		
	SILURIEN			
ORDOVICIEN	CALEDONIENNE	E.W ?		
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)	

Tabl. 1- Principales phases tectoniques enregistrées dans le bassin de Berkine et les régions voisines (d'après BOUDJEMA, 1987).

- la phase panafricaine: phase à l'origine des grands accidents subméridiens;
- la phase hercynienne: ce sont généralement les mouvements compressives de directions N 40° (NW-SE) et N 120. C'est bien au cours de cette phase que les grands trends structuraux ont été définis.
- les phases orogéniques méso-cénozoïques: elles englobent respectivement la phase de rifting (Trias-Lias) qui se traduit par le rejeu en failles normales d'anciens accidents orientés NE-SW, la phase autrichienne et enfin la phase alpine. Cette dernière est marquée par la réactivation des accidents subméridiens, en décrochements senestres.

2. Au plan lithostratigraphique

Constitué d'une épaisse série sédimentaire de plus de 6000 m d'épaisseurs (depuis le Paléozoïque jusqu'au Cénozoïque)(fig. 3), le bassin de Berkine (ou Ghadamès) est formé dans l'ordre ascendant par la succession lithostratigraphique suivante (fig. 4):

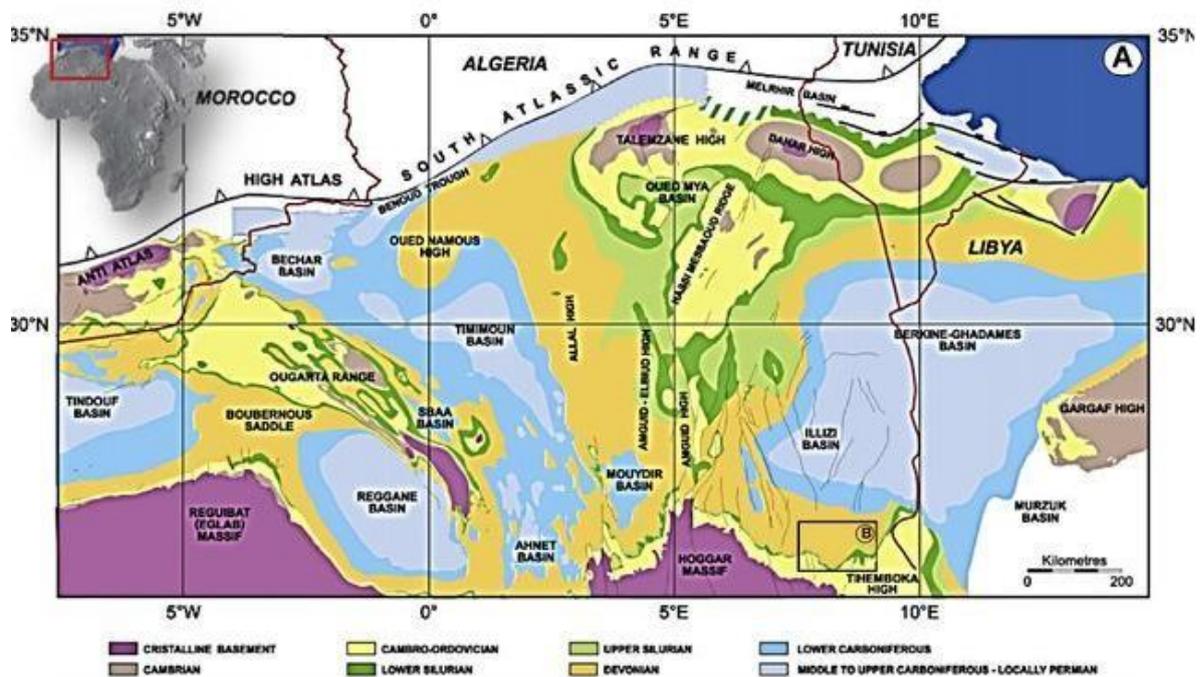


Fig. 3- Cadre géologique du bassin de Berkine (d'après GALEAZZI & al., 2010).

2.1. Le Paléozoïque

Essentiellement silico-clastique, cet important intervalle chronostratigraphique producteur d'huile, comprend:

-le Cambrien: il est constitué de grès à grains fins, moyens et grossiers (Lithozones R3, R2, Ra) associés à des conglomérats et à des microconglomérats. L'ensemble est surmonté par des quartzites, grès à grains fins et à passées d'argiles et de silts (Lithozone RI) et par une alternance argilo-gréseuse dénommée « Formation de Hassi-Leïla ».

-l'Ordovicien: d'une épaisseur totale d'environ 250 m, cet intervalle comprend de bas en haut, la succession suivante:

- alternance d'argiles silteuses et de grès (*Grès de Miribel*);
- argiles silteuses (*Argiles d'El-Gassi*);
- alternance de grès et d'argiles silteuses, avec parfois de conglomérats (*Grès d'El Atchane*);
- quartzites et de grès quartzitiques (*Quartzites de Hamra*);
- grès siliceux à passées d'argiles silteuses (*Grès de Ouargla*);
- argiles silteuses et micacées admettant des passées de silts argileux et de grès (*Argiles d'Azzel*) ;
- alternance de grès et d'argiles (*Grès d'Oued Saret*) ;
- grès quartzitiques (grès de *Ramade*) admettant à la base des passées d'argiles (*Dalle de M'Kratta*).

-le Silurien: il comprend la subdivision lithostratigraphique suivante:

- le Silurien argileux: argiles de couleur grise-sombre à noire;
- le Silurien argilo-gréseux: argiles à la base, passant à des argiles légèrement gréseuse. Il est constitué des unités :

- *Unité M1 (0 à 89 m): argiles renfermant parfois des niveaux gréseux;
- *Unité M2 (0 à 88 m): argiles à quelques passées de grès;
- *Unité A1 (0 à 20 m) : grès, à ciment siliceux à silico-argileux;
- *Unité A2 (0 à 126 m): argiles silteuses et grès;
- *Unité B1 (0 à 110 m) : argiles avec des passées de grès ;
- *Unité B2 (0 à 140 m) : érodée presque sur la totalité des sondages. Elle est composée de grès à intercalations argileuses.

-le Dévonien: il correspond à des argiles gréseuses passant vers le haut à des argiles gréseuses à intercalations de calcaires argileux gréseux.

-le Carbonifère: ce sont généralement des calcaires avec des passées gypseuses au sommet.

2.2. Le Mésozoïque

Reposant en discordance sur les dépôts paléozoïques, les formations géologiques, en particulier les faciès triasiques constituent des réservoirs pétroliers de première importance. Elles sont constituées de:

-le Trias : il est subdivisé de bas en haut:

-le *Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)*: il s'agit généralement de conglomérats, de grès et d'argiles;

-le *Trias Argilo-Carbonaté (TAC)*: ce sont des argiles et des grès avec des passées de calcaires et de dolomies argileuses;

-le *Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)*: Il comprend des grès à grains moyens, à ciment siliceux à silico-argileux, avec des intercalations de niveaux d'argiles silteuses;

-le Trias évaporitique S4: c'est une alternance de sels et d'argiles.

Tertiaire		
Crétacé	Supérieur	
	Inférieur	
Jurassique	Supérieur	
	Moyen	Horizon 'B'
	Inférieur	S1-S2
Trias	Supérieur	S3
		Argileux
	Moyen	S4
		TAG5
		Carbonaté
Permien	Supérieur	TAG1
	Inférieur	
Carbonifère	Supérieur	F
	Moyen	E
		D
		C
	Inférieur	B
	A	
Dévonien	Supérieur	F2
	Moyen	F3
	Inférieur	F4-F5
Silurien	Supérieur	F6
		B2
	Moyen	B1
		A2
		A1
Inférieur	M2	
	M1	
Ordovicien	Supérieur	Argil Microgl
	Moyen	Grès O.Saretl Argil d'Azzel
	Inférieur	Grès de Ouargla, Quartzite de Hamra, Grès d'Elatchane, Argile d'El Gassi
Cambrien		Zone d'alternance
		R1
		Ra
Pécambrien		R2

Fig. 4- Série lithostratigraphique type du bassin de Berkine. (d'après YAHY & al., 2001, modifiée).

-le Jurassique: la succession lithostratigraphique de cet intervalle chronologique peut être résumée comme suit:

-le Jurassique inférieur (Lias): il s'agit d'une suite sédimentaire formée d'argiles silteuses, des évaporites et d'argiles dolomitiques;

-le Jurassique moyen (Dogger): ce sont des faciès argileux à des passées d'anhydrites à la base et à des sables et des argiles au sommet;

-le Jurassique supérieur (Malm): c'est généralement des intercalations d'argiles, de silts et de sables.

-le Crétacé: nous distinguons de bas en haut:

-le Néocomien: ce sont des grès à la base passant à des intercalations d'argiles et de calcaires argileux au sommet;

-le Barrémien: c'est une alternance de grès et d'argiles silto-sableuses;

-l'Aptien et l'Albien: ce sont généralement des calcaires et des argiles à passées dolomitiques;

-le Cénomaniens: il s'agit d'une alternance d'argiles, d'anhydrites, de sels et de calcaires;

-le Turonien: il est constitué de calcaires à intercalations d'argiles;

-le Sénonien: il est formé d'une alternance d'argiles et de sels et d'une alternance d'anhydrites, d'argiles et de calcaires. Vers le sommet viennent des calcaires dolomitiques.

2.3. Le Cénozoïque

Chronologiquement, nous avons relevé une succession représentée par:

-le Mio-Pliocène: ce sont essentiellement des faciès sableux avec des passées gréseuses et argileuses.

-le Quaternaire : il s'agit principalement des faciès sableux.

V. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU BASSIN

A. Roches mères

A l'échelle du bassin, les études géochimiques réalisées çà et là (WEC, 2007), montrent la présence de quatre principales roches mères à l'origine des hydrocarbures.

1. La roche mère silurienne

C'est une formation géologique constituée d'argiles noires à graptolites, présentant parfois par une forte radioactivité à sa base. Cette roche mère productrice d'hydrocarbures présente des variations importantes des épaisseurs.

2. La roche mère dévonienne

Cette roche mère du Dévonien supérieur comprend les argiles radioactives du Frasnien inférieur dont leur épaisseur est comprise entre 150 à 300 m et les argiles du Frasnien-Famennien.

3. La roche mère ordovicienne

Elle est représentée par les argiles micro-conglomératiques de l'Ordovicien supérieur.

4. La roche mère carbonifère

Ce sont généralement des niveaux argileux riches en matière organique, favorable à la génération du gaz.

B. Roches réservoirs

C'est bien les formations gréseuses et argilo-gréseuses qui constituent les principales roches réservoirs pétroliers du bassin de Berkine.

1. Réservoirs paléozoïques

1.1. Le réservoir du Cambrien

Présentant des variations importantes des épaisseurs, pour atteindre dans certaines régions 600 m, le réservoir du Cambrien est représenté par trois unités R1 (Ri, Ra), R2 et R3.

1.2. Le réservoir de l'Ordovicien

Ce réservoir est constitué de la formation de la Quartzite de Hamra. Son épaisseur maximale de 325 m est enregistrée sur l'axe Gassi Touil-Nezla.

1.3. Le réservoir du Silurien

Le réservoir silurien argilo-gréseux, objet de notre étude est subdivisé en plusieurs unités dénommées: M0, M1, M2, A1, A2, B1 et B2, constituant ainsi la partie inférieure et moyenne du réservoir "F6".

1.4. Le réservoir du Dévonien inférieur

De bas vers le haut, ce réservoir est formé de grès massifs d'âge gedinnien dont l'épaisseur est de l'ordre de 300 m. Vers le haut, le faciès est représenté par l'alternance de grès et d'argiles de Siegénien-Emsien. L'épaisseur de cette dernière varie de 30 à 90 m.

1.5. Le réservoir du Carbonifère

Il est constitué essentiellement de grès connus sous le nom de Rhourd El Khrouf (RKF).

2. Réservoirs mésozoïques

Il s'agit principalement des différents réservoirs de la province triasique, et qui sont:

2.1. Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)

Reposant sur la discordance hercynienne, le **Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)** est composé essentiellement des grès en alternance avec des argiles. Son épaisseur peut atteindre 200 m au Nord du bassin. Depuis quelques années, de nombreuses découvertes ont été réalisées dans le champ d'El Merk-Rhourd El Khrouf.

2.2. Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC)

Sur le plan pétrolier, ce Trias carbonaté-intermédiaire présente peu d'intérêt. Il s'agit des faciès argileux et dolomitiques. Dans le bassin de Berkine, il produit généralement des huiles.

2.3. Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)

Considéré comme étant un excellent réservoir dans les champs de Rhourde En Nouss – Rhourde Chouff - Hassi Chergui Gassi Touil – Rhourde Adra, le **Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)** est formé de faciès fluviatiles à deltaïques, avec des épaisseurs qui peuvent atteindre 150 m.

C. Roches couvertures

Les principales roches couvertures se situent dans les intervalles stratigraphiques du Paléozoïque et du Mésozoïque.

1. Couvertures paléozoïques

Ces couvertures sont assurées le plus souvent par des argiles. A titre d'exemple, les argiles d'El Gassi qui assurent la couverture du réservoir cambrien, ou encore les argiles du Silurien et de l'intra-ordovicien qui viennent assurer la couverture des réservoirs du Cambrien et de l'Ordovicien. Enfin, les faciès argileux assurent également la couverture des réservoirs du Carbonifère et du Dévonien.

2. Couvertures mésozoïques

A la différence des couvertures précédentes, les couvertures du Mésozoïque sont constituées des argiles, des carbonates et des évaporites triasiques. Notons que les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

D. Type de pièges

Comme la plupart des bassins de la plate-forme saharienne, le bassin de Berkine se distingue par la présence de deux types de pièges qui constituent l'élément indispensable pour l'accumulation des hydrocarbures. Ainsi, nous distinguons:

- les pièges structuraux: il s'agit des anticlinaux ou des anticlinaux faillés liés aux régimes compressifs durant les phases hercyniennes et autrichiennes;
- les pièges stratigraphiques: ils se présentent généralement sous forme de biseaux.

Deuxième chapitre: **VARIATIONS SPATIOTEMPORELLES DU RESRVOIR**

Deuxième chapitre : VARIATIONS SPATIOTEMPORELLES DU RESRVOIR

I. INTRODUCTION

Dans le présent chapitre, nous allons essayer de suivre l'évolution spatiotemporelle du réservoir silurien à partir de 23 puits sélectionnés dans le bassin de Berkine. Les corrélations effectuées entre les puits permettront de chercher l'existence ou pas d'une relation entre les variations des épaisseurs du réservoir et l'architecture tectonique des blocs en exploitation.

Par ailleurs, les cartes en isopaques et en isobathes seront élaborées ici pour donner une image aussi complète sur les variations enregistrées çà et là.

II. CORRELATIONS

Cinq transects ont été choisis pour effectuer cette corrélation au niveau du réservoir Argilo-Gréseux composé essentiellement des niveaux stratigraphiques (M0, M1, M2, A1, A2, B1, B2)(fig. 5). Ces niveaux peuvent être corrélés avec la formation de Médarba et celle d'Oued Tifist datées du Silurien, avec comme ligne isochrone, le niveau B1).

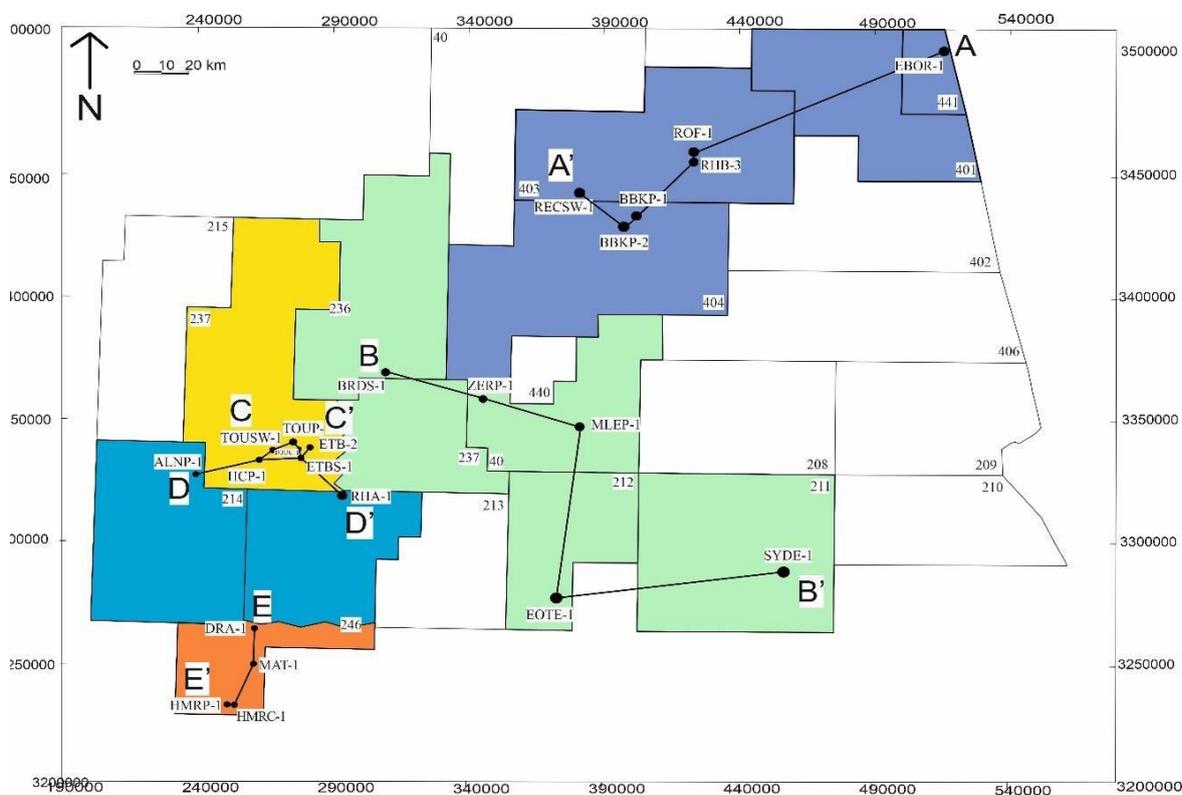


Fig. 5- Tracés des cinq transects étudiés.

A. Transect (A-A')

Ce transect d'orientation globale NE-SW, traverse les blocs: 401, 441, 404 et 403. Il est composé des puits EBOR-1, ROF-1, RHB-3, BBKP-1, BBKP-2 et RECSW-1 (fig. 6). La corrélation effectuée au niveau de ce transect montre que les épaisseurs des trois niveaux stratigraphiques (M0, M1 et M2) du réservoir ne dépassent pas les 100 m d'épaisseurs avec des légères variations enregistrées dans le niveau M0 des puits BBKP-1, BBKP-2 et RECSW-1. Par contre, nous distinguons une augmentation significative des épaisseurs dans les niveaux supérieurs dudit réservoir et qui peuvent atteindre 252 à 367 dans le puits EBOR-1 (niveaux stratigraphiques: A1, A2, B1 et B2).

Notons que les variations des épaisseurs dans les niveaux stratigraphiques, en particulier: A1, A2 et B1 constituent probablement une réponse à l'architecture tectonique des blocs exploités.

B. Transect (B-B')

D'orientation NW-SE, ce transect comprend les puits suivants: BRDS-1, ZERP-1, MLEP-1, EOTE-1 et SYDE-1. Selon cette orientation, les épaisseurs des trois niveaux stratigraphiques (M0, M1 et M2) restent toujours inférieures à 100 m (fig. 7). Alors que, nous enregistrons une augmentation des épaisseurs dans les niveaux stratigraphiques A2 et B1 qui peuvent atteindre 510 m (niveau B1, puits MLEP-1). A la différence du transect précédent, et pour les mêmes niveaux stratigraphiques (A2 et B1), nous relevons une diminution progressive des épaisseurs du NW vers le SE (fig. 7).

C. Transect (C-C')

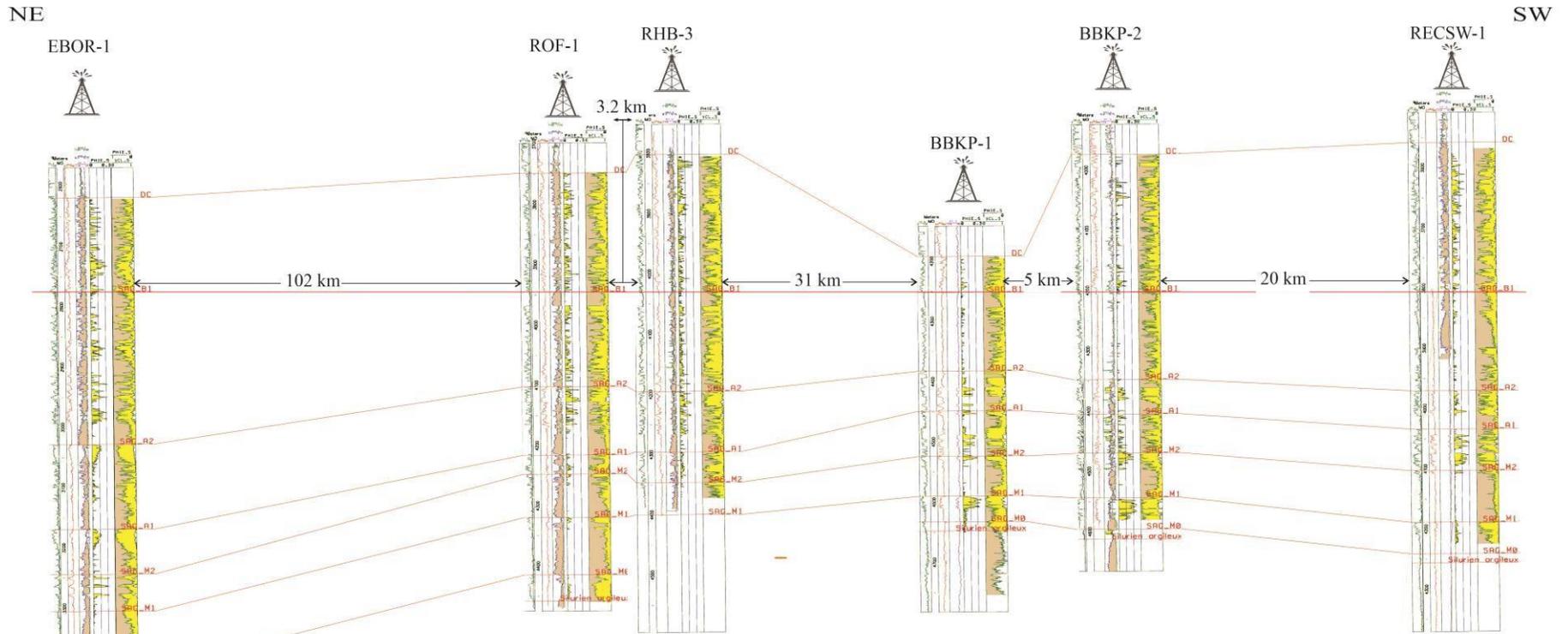
Avec un nombre de six puits (HCP-1, TOUSW-1, TOUP-1, TOUC-1, ETBS-1 et ETB-2), ce transect d'orientation W-E traverse le bloc situé à l'Ouest. La particularité de ce transect est l'augmentation relative des épaisseurs (M0, M1 et M2)(146 m dans le niveau M0 du puits ETB-2) d'une part et la diminution des épaisseurs des niveaux stratigraphiques (A2 et B1) (fig. 8) d'autre part. Pour le niveau A2, le plus important du réservoir silurien, l'épaisseur est comprise entre 107 et 141 m.

D. Transect (D-D')

Avec une orientation W-E, ce transect constitué des puits: ALNP-1, HCP-1, ETBS-1 et RHA-1, nous offre le même scénario des variations des épaisseurs enregistrées dans le transect C-C' (fig. 9). Le niveau A2 présente ici une épaisseur comprise 50 et 141 m.

E. Transect (E-E')

Situé au Sud-Ouest des blocs précédemment étudiés, ce transect N-S est constitué de quatre puits DRA-1, MAT-1, HMRC-1 et HMRP-1. La diminution continue des épaisseurs dans les niveaux M1, M2, A1 et A2 se confirme et se généralise par rapport à l'augmentation enregistrée dans le niveau inférieur M0 et dont l'épaisseur peut atteindre 113 m dans le puits MAT-1 (fig. 10).



Réservoirs	Puits					
	EBOR-1	ROF-1	RHB-3	BBKP-1	BBKP-2	RECSW-1
B2	367 m	/	/	/	/	/
B1	156 m	197 m	228 m	59 m	228 m	247 m
A2	252 m	157 m	165 m	130 m	145 m	164 m
A1	140 m	113 m	100 m	66 m	57 m	63 m
M2	74 m	31 m	50 m	75 m	64 m	69 m
M1	61 m	71 m	53 m	66 m	73 m	85 m
M0	97 m	95 m	/	42 m	52 m	52 m

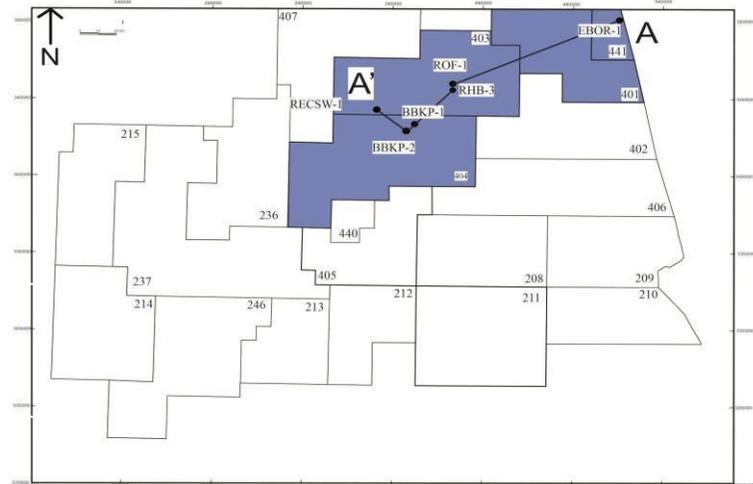


Fig. 6- Corrélation entre les différents puits selon le transect A-A'.

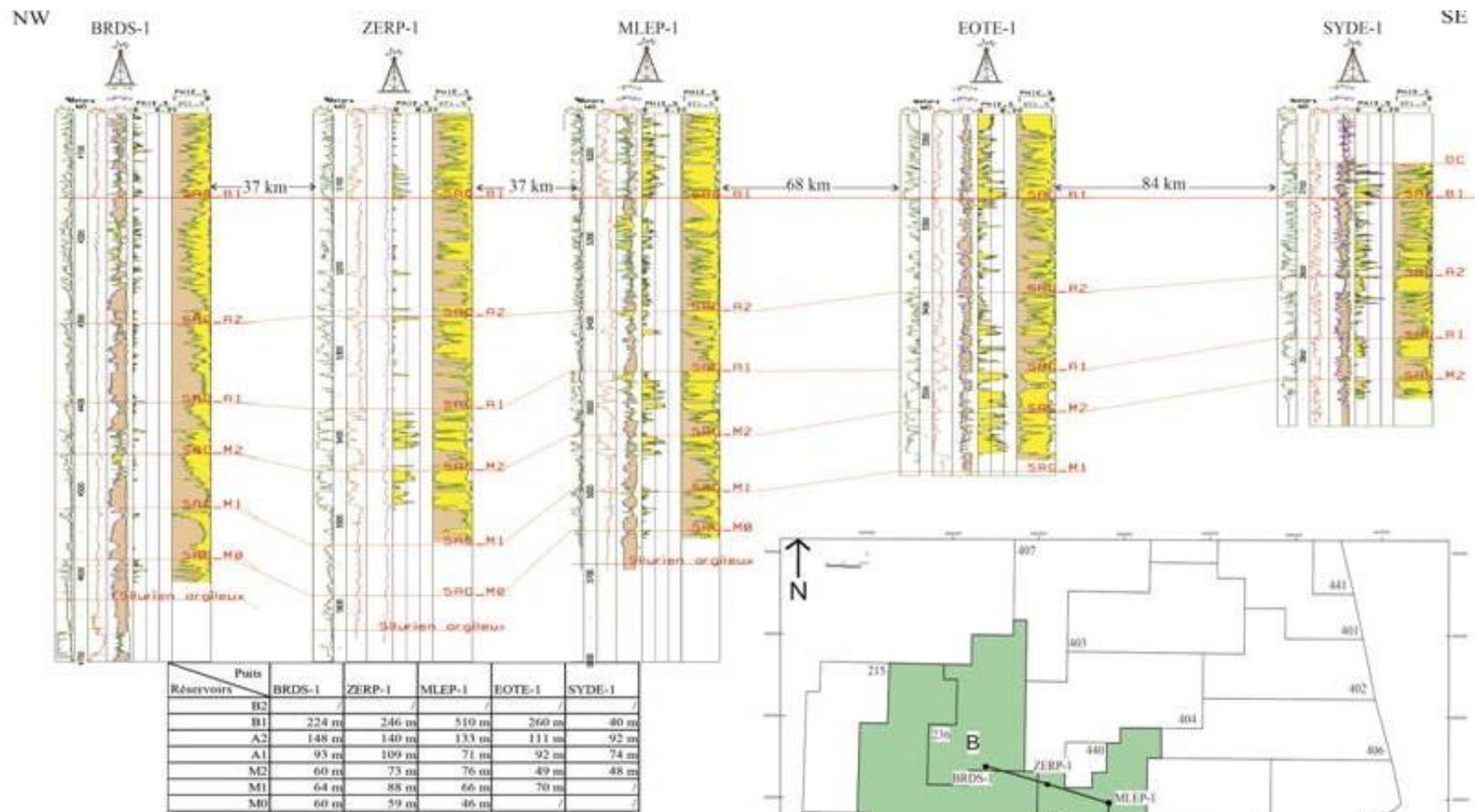
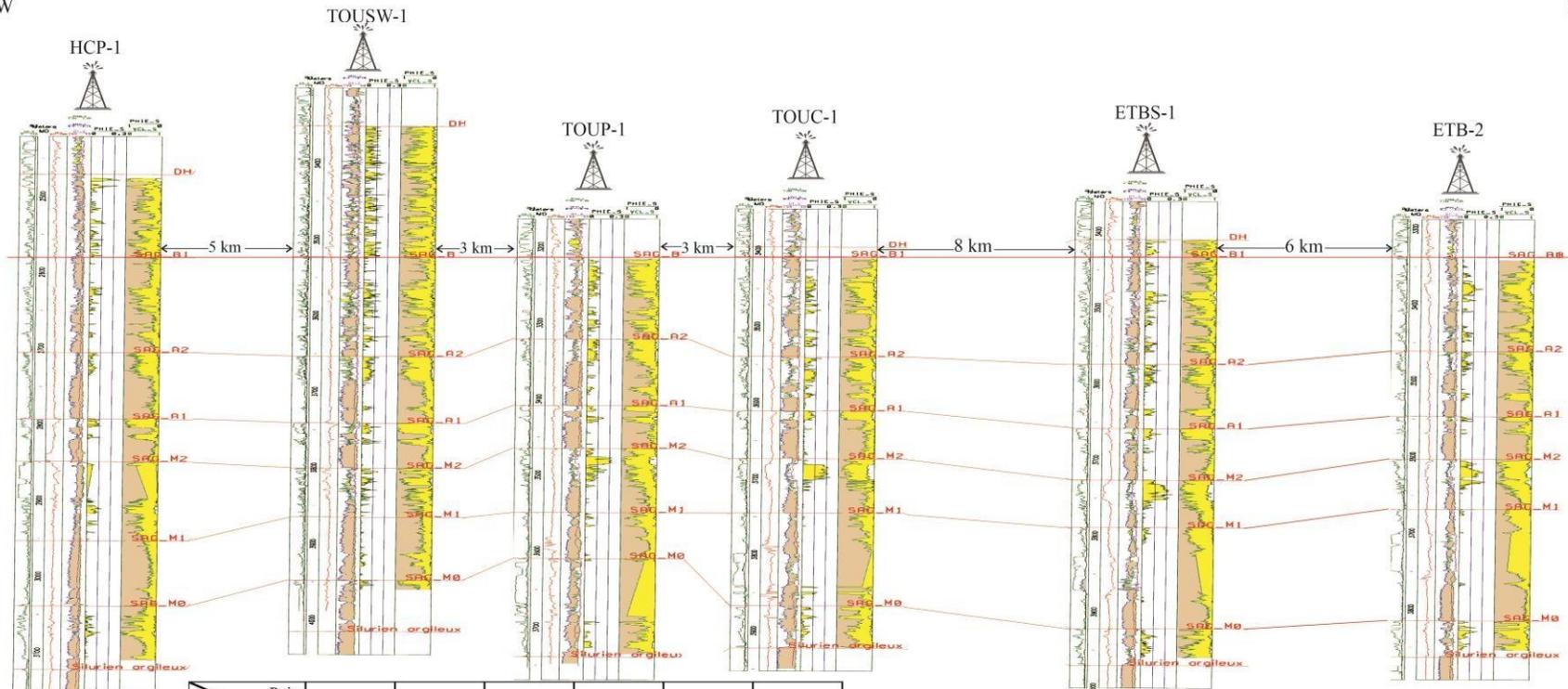


Fig. 7- Corrélation entre les différents puits selon le transect B-B'.



Réservoirs	Puits					
	HCP-1	TOUSW-1	TOUP-1	TOUC-1	ETBS-1	ETB-2
B2	/	/	/	/	/	/
B1	109 m	172 m	/	12 m	22 m	/
A2	125 m	130 m	107 m	131 m	141 m	123 m
A1	87 m	87 m	87 m	71 m	84 m	85 m
M2	55 m	59 m	56 m	63 m	67 m	56 m
M1	104 m	64 m	84 m	71 m	62 m	65 m
M0	85 m	83 m	60 m	121 m	133 m	146 m

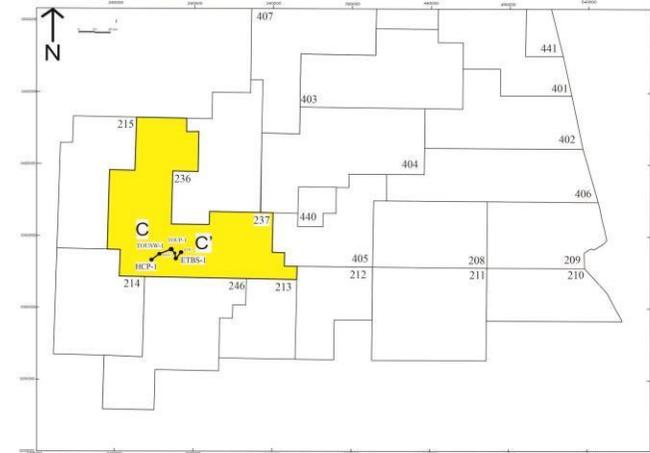


Fig. 8- Corrélation entre les différents puits selon le transect C-C'.

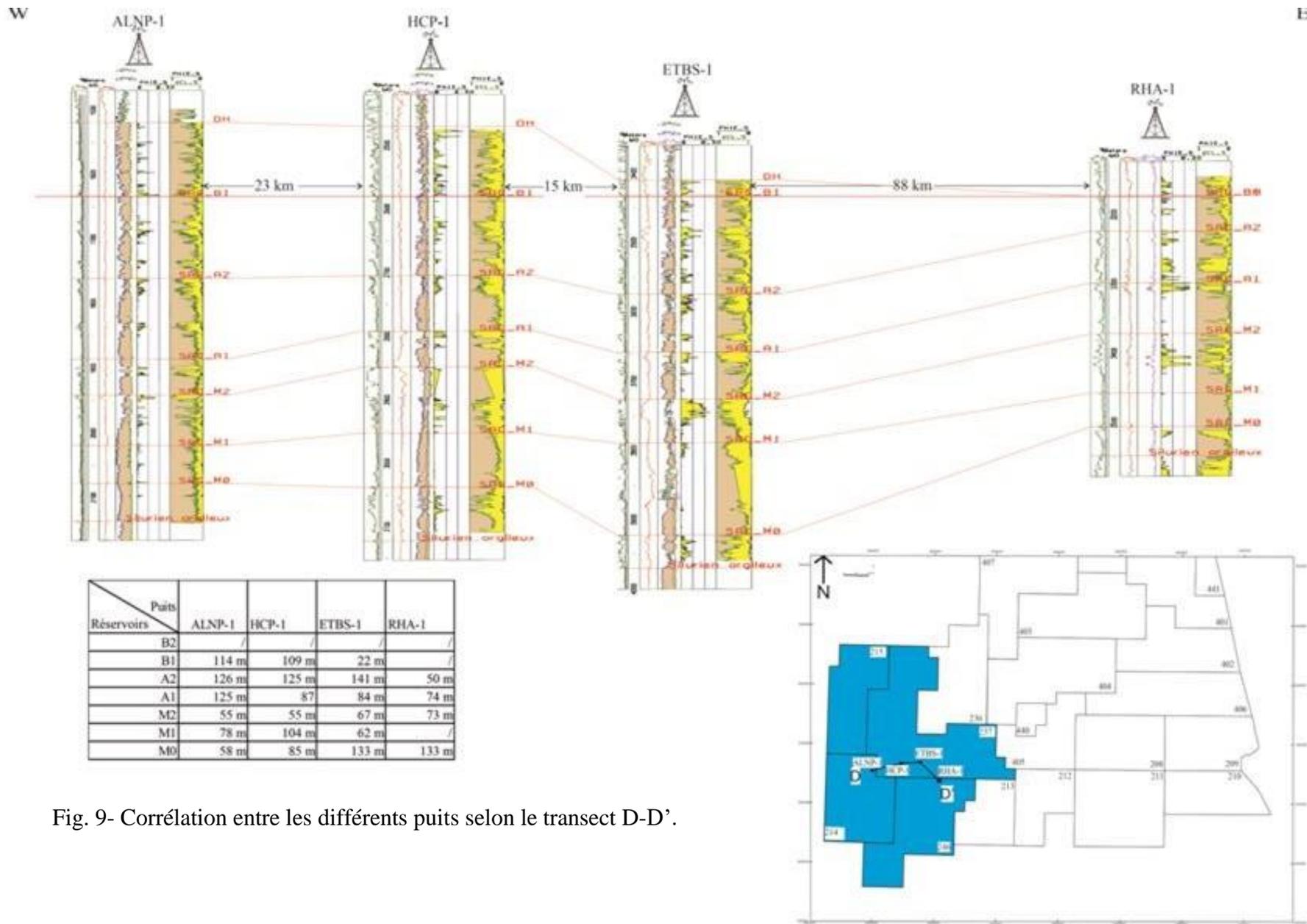
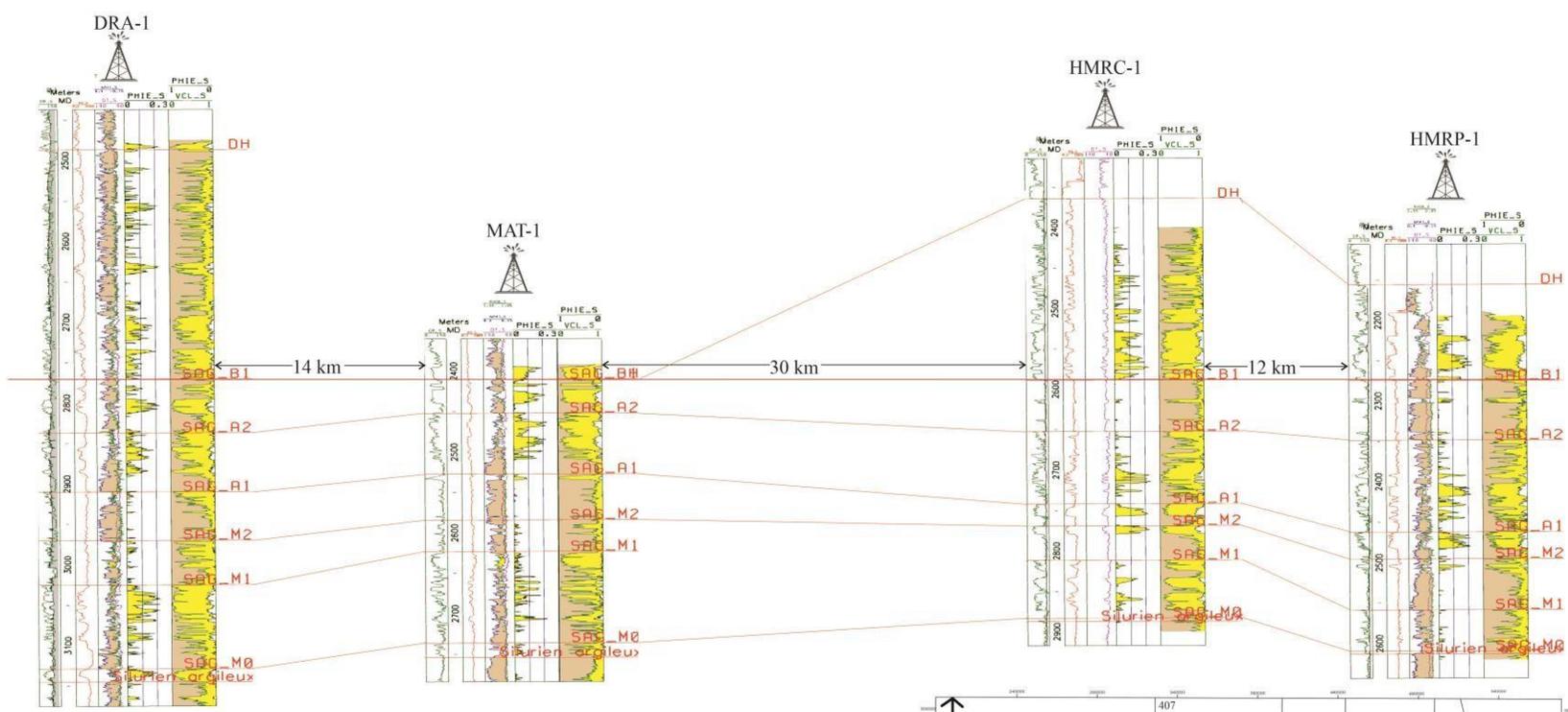


Fig. 9- Corrélation entre les différents puits selon le transect D-D'.

N

S



23

Puits \ Réservoirs	Puits			
	DRA-1	MAT-1	HMRC-1	HMRP-1
B2	/	/	/	/
B1	283 m	/	224 m	118 m
A2	66 m	42 m	63 m	73 m
A1	73 m	75 m	89 m	113 m
M2	60 m	57 m	27 m	33 m
M1	55 m	39 m	42 m	62 m
M0	104 m	113 m	71 m	51 m

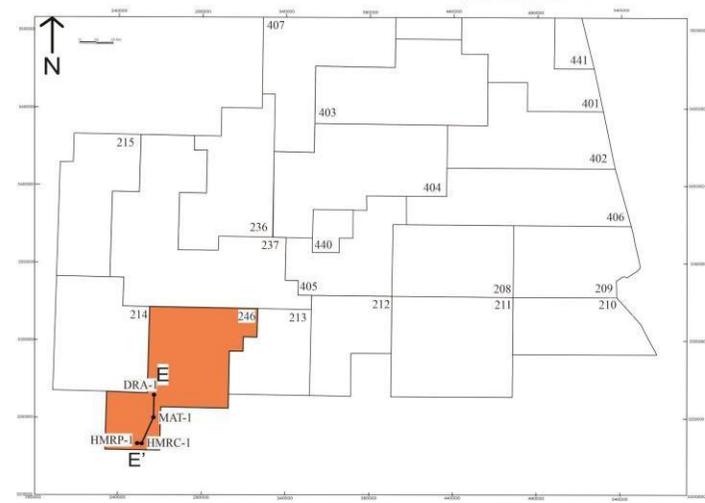


Fig. 10- Corrélation entre les différents puits selon le transect E-E'.

III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES

Dans le but d'appuyer nos interprétations concernant les résultats des corrélations entre les différents niveaux stratigraphiques constituant le réservoir, en particulier les niveaux: M0, M1, M2, A1, A2 et B1, nous avons jugé opportun d'élaborer des cartes en isopaques et en isobathes de chaque niveau et à partir des 23 puits sélectionnés.

A. Cartes en isopaques

1. Niveau stratigraphique M0 du réservoir

Dans ce premier niveau stratigraphique du réservoir, l'allure des courbes en isopaques montre que les variations des épaisseurs sont dictées probablement par la présence d'une série de failles. Ainsi, les épaisseurs inférieures à 100 m et en couleur bleue (MLEP-1 et HMRP-1) et verte (ZERP-1, BEDS-1, RECSW-1, BBKP-1 et BBKP-2) correspondent à des grabens. Par contre, la couleur jaune à rouge indique une augmentation des épaisseurs (DRA-1 = 104 m, MAT-1 = 113 m, RHA-1 = 134 m, ETB-2 = 147 m) témoignant en faveur de l'existence d'un horst (fig. 11).

2. Niveau stratigraphique M1 du réservoir

Avec des épaisseurs comprises entre 39 m (puits MAT-1 situé dans le Sud-Ouest) et 104 m (puits HCP-1 situé au Nord du puits précédent), l'allure des courbes dessine globalement la même structure précitée. Des épaisseurs faibles dans la zone Sud-Ouest et des épaisseurs relativement fortes au centre (ZERP-1 = 88 m) et vers l'Ouest (ALNP-1 = 79 m et HCP-1 = 104 m) (fig. 12).

3. Niveau stratigraphique M2 du réservoir

A ce niveau stratigraphique M2, le schéma global des courbes vient confirmer le rôle de la tectonique locale dans la répartition spatiale des épaisseurs. Ainsi, nous distinguons du Nord-Ouest vers le Sud-Ouest une zone centrale caractérisée par des épaisseurs allant de 44 m à 76 m (BRDS1 = 44 m, ZERP-1 = 73 m et MLEP-1 = 76 m) et deux zones à faibles épaisseurs. Une zone au Nord-Est, avec des épaisseurs de l'ordre de 31 m (ROF-1) et une zone au Sud-Est avec des épaisseurs les plus faibles (HMRC-1 = 27 m)(fig. 13).

4. Niveau stratigraphique A1 du réservoir

A partir de ce niveau stratigraphique, une augmentation relative des épaisseurs est enregistrée dans les 23 puits (les épaisseurs sont comprises entre 57 et 141 m). Par ailleurs, la répartition spatiale à travers la carte en isopaques (fig. 14) montre globalement une diminution progressive des épaisseurs du Nord-Est (EBOR-1 = 141 m) vers le Sud-Ouest (DRA-1 = 73 m, RHA-1 = 74 m).

5. Niveau stratigraphique A2 du réservoir

Durant cet intervalle stratigraphique du réservoir, la répartition spatiale des épaisseurs reste globalement la même par rapport au niveau sous-jacent (fig. 15).

6. Niveau stratigraphique B1 du réservoir

Pour ce niveau stratigraphique du réservoir, la répartition spatiale des épaisseurs est bien dictée par la structure tectonique faillée. Cette dernière est bien exprimée par le graben de la zone centrale représenté par les puits: MLEP-1= 511 m, EOTE-1= 261 m et ZERP-1= 246 m. Au tour, de cette zone centrale, des zones relativement bien élevées sont caractérisées par des faibles épaisseurs, à l'exemple des puits: BBKP-1= 60 m, SYDE-1= 40 m et TOUC-1= 12 m (fig.16).

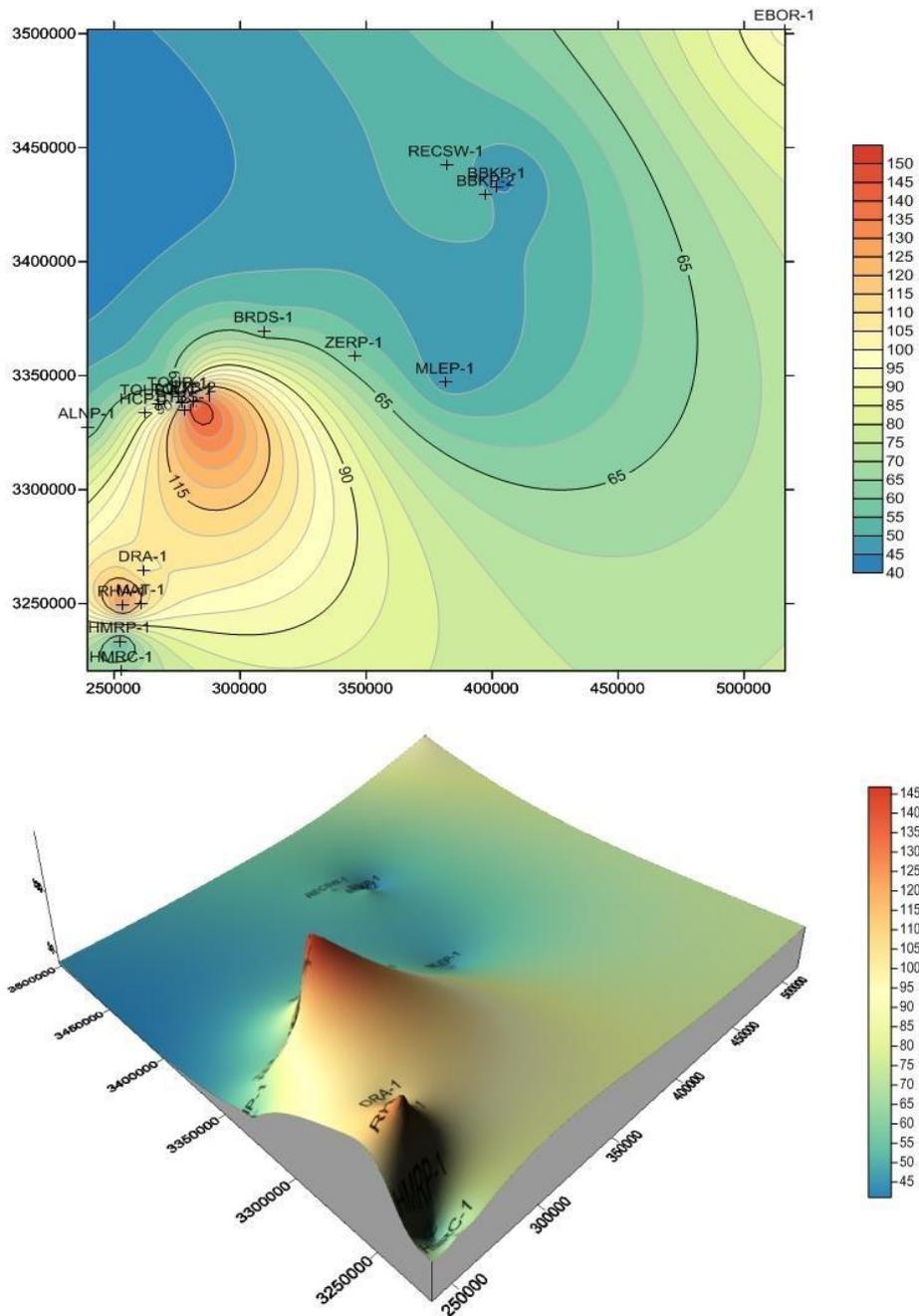


Fig. 11- Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique M0).

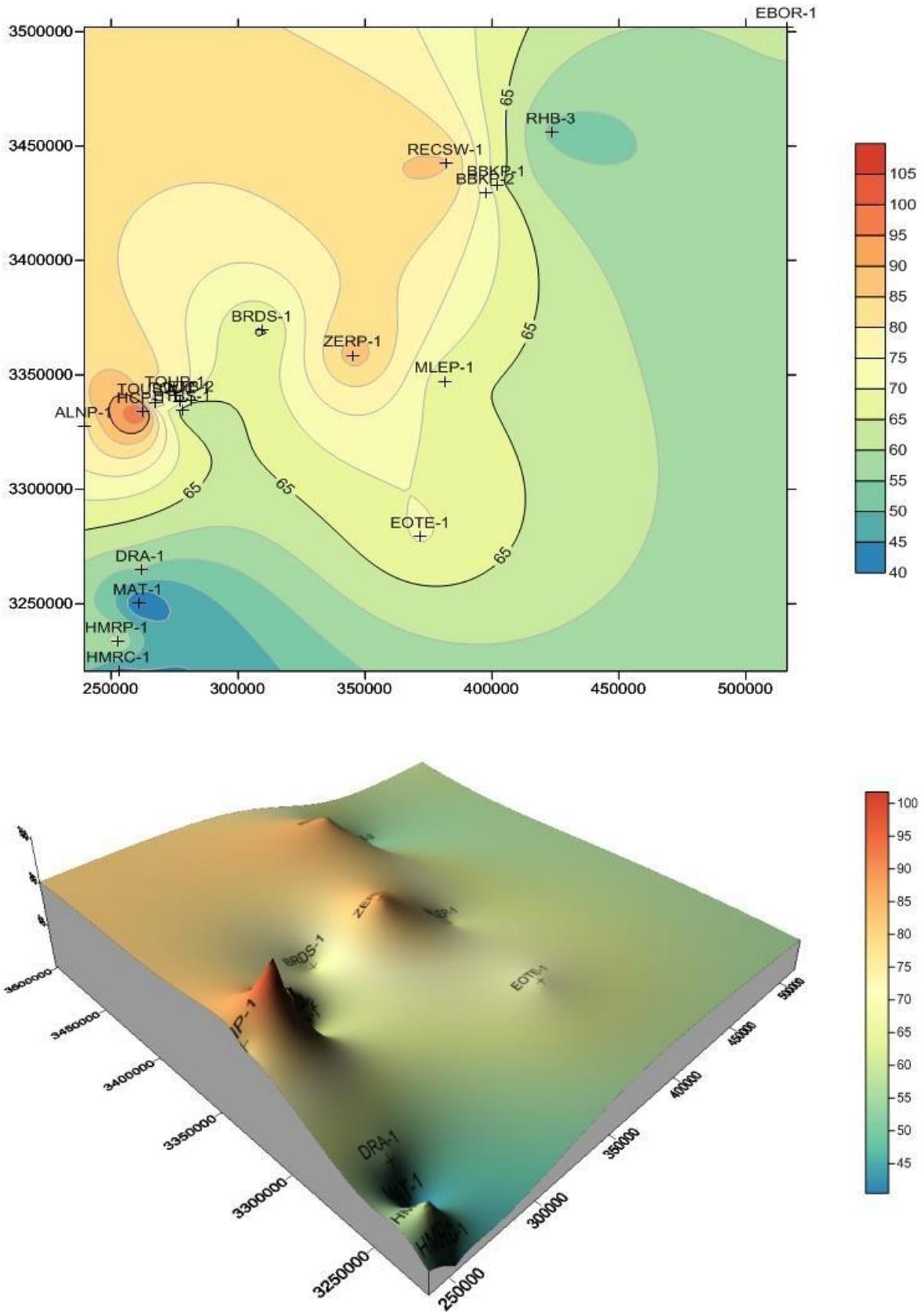


Fig. 12- Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1).

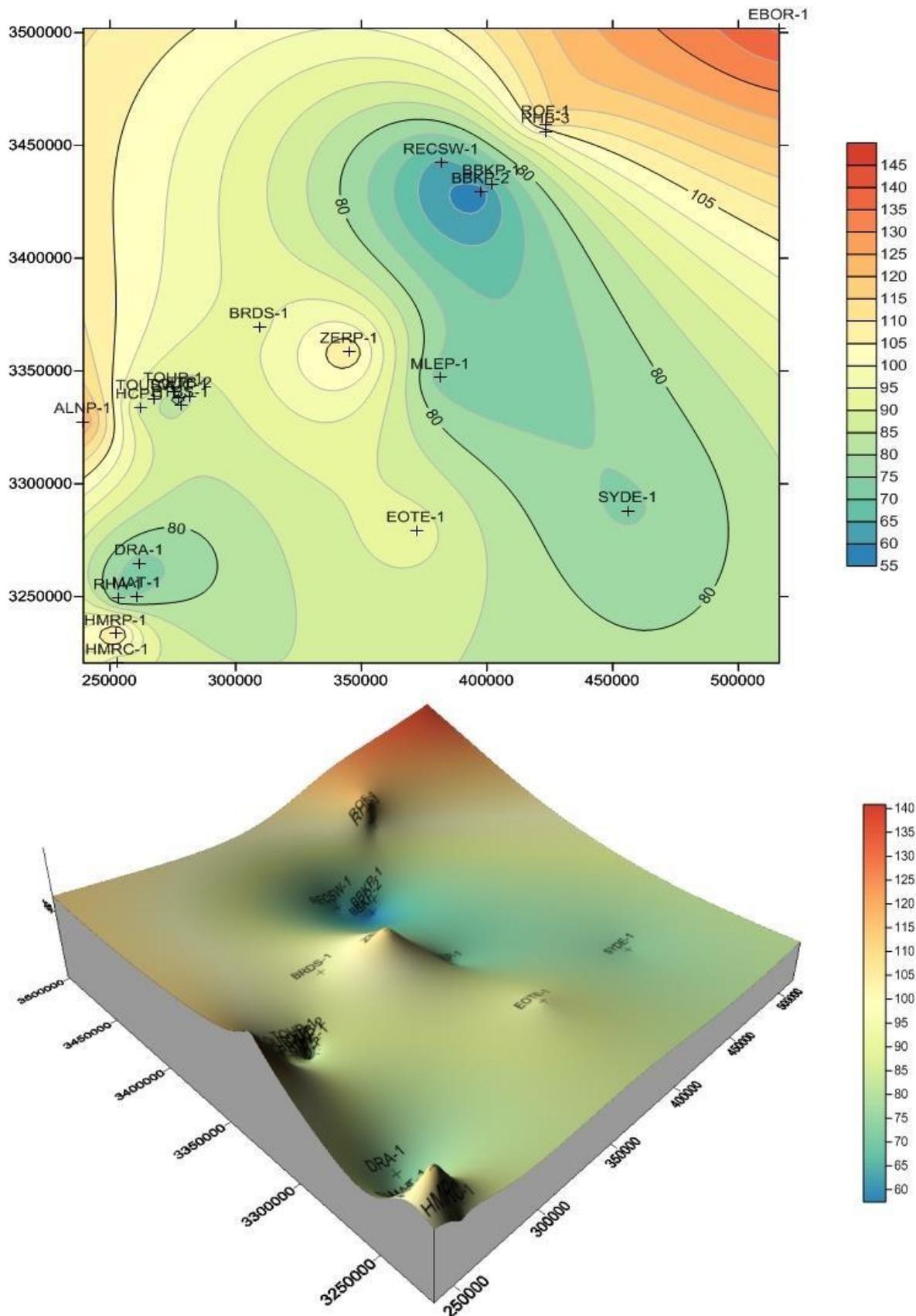


Fig. 14- Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1).

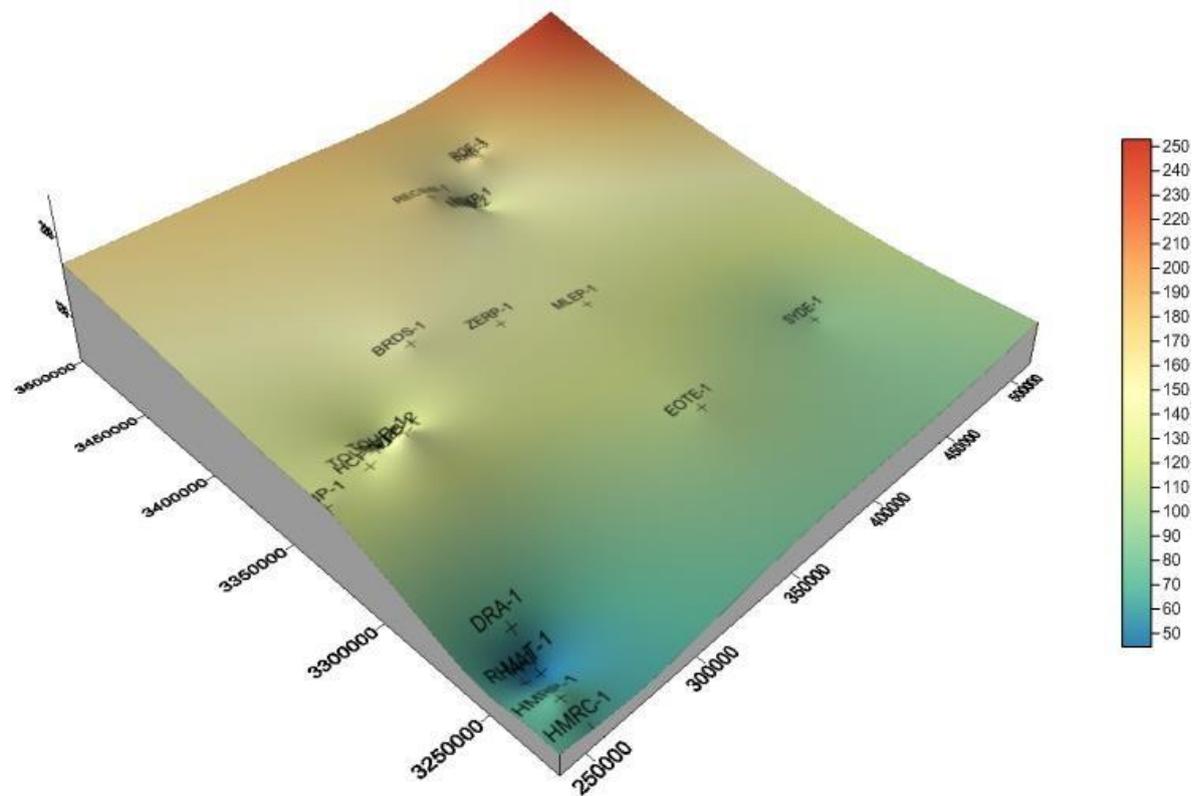
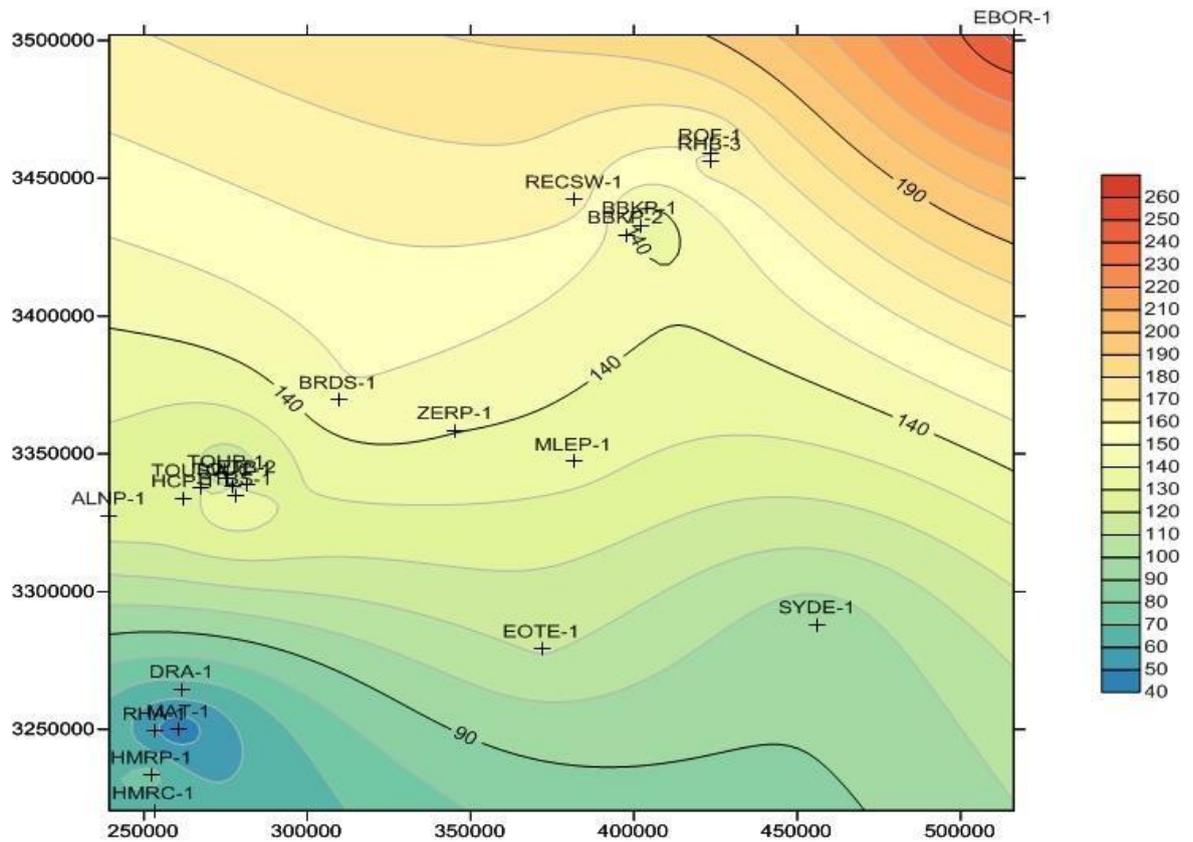


Fig. 15- Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2).

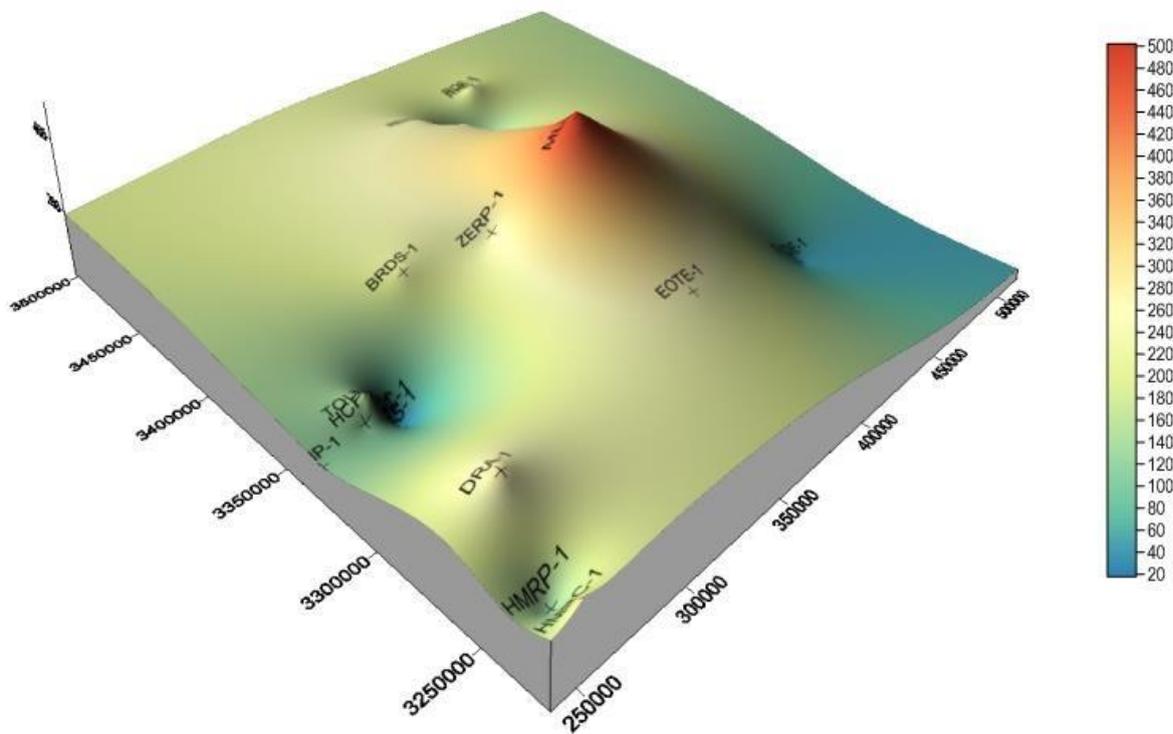
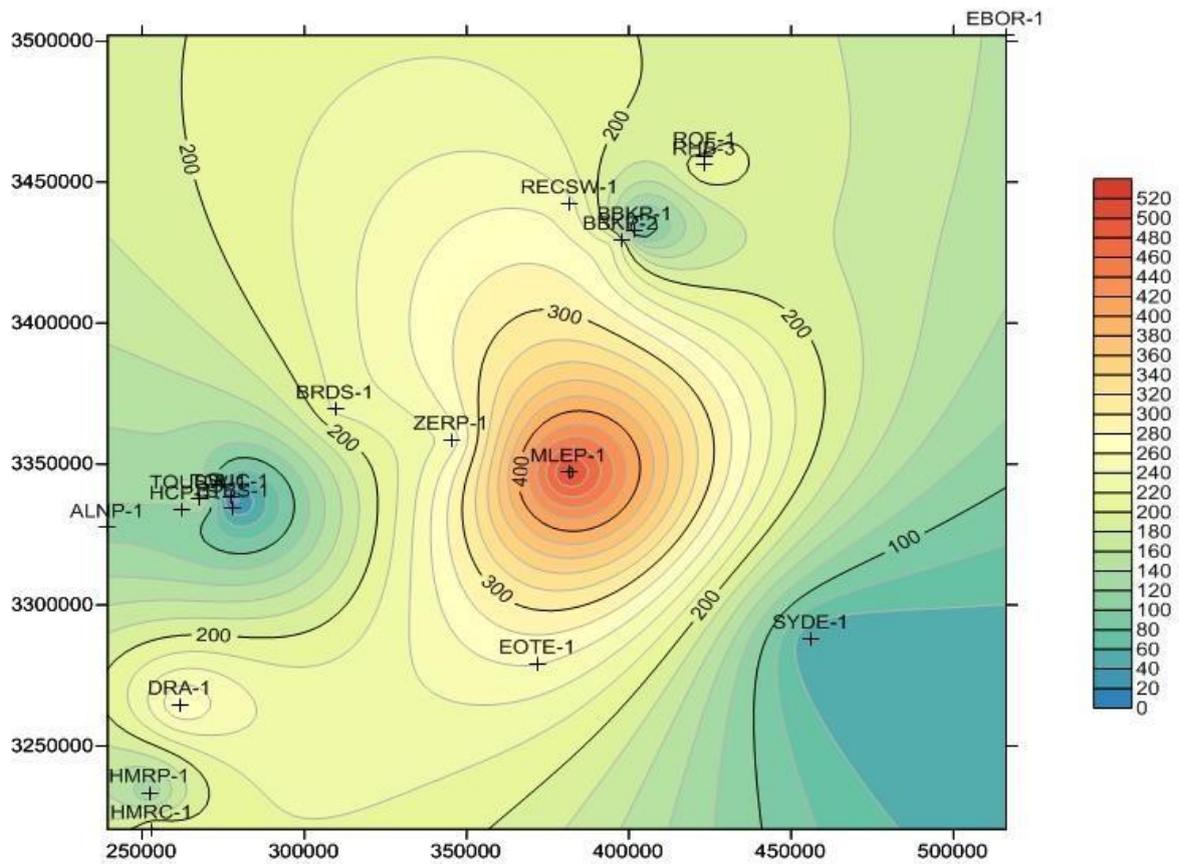


Fig. 16- Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique B1).

B. Cartes en isobathes

A la différence des cartes en isopaques, nous avons élaboré ici des cartes en isobathes pour l'ensemble des niveaux stratigraphiques du réservoir étudié (de M0 au B2). Une première lecture de ces cartes montre l'existence d'une zone subsidente située aux niveaux des blocs 405, 237 et 236 et représentée par les puits: MLEP-1, ZERP-1 et BRDS-1 (figs. 17 à 23). Par contre, la zone la moins subsidente se situe au Sud-Ouest, dans le bloc 214 (puits ALNP-1).

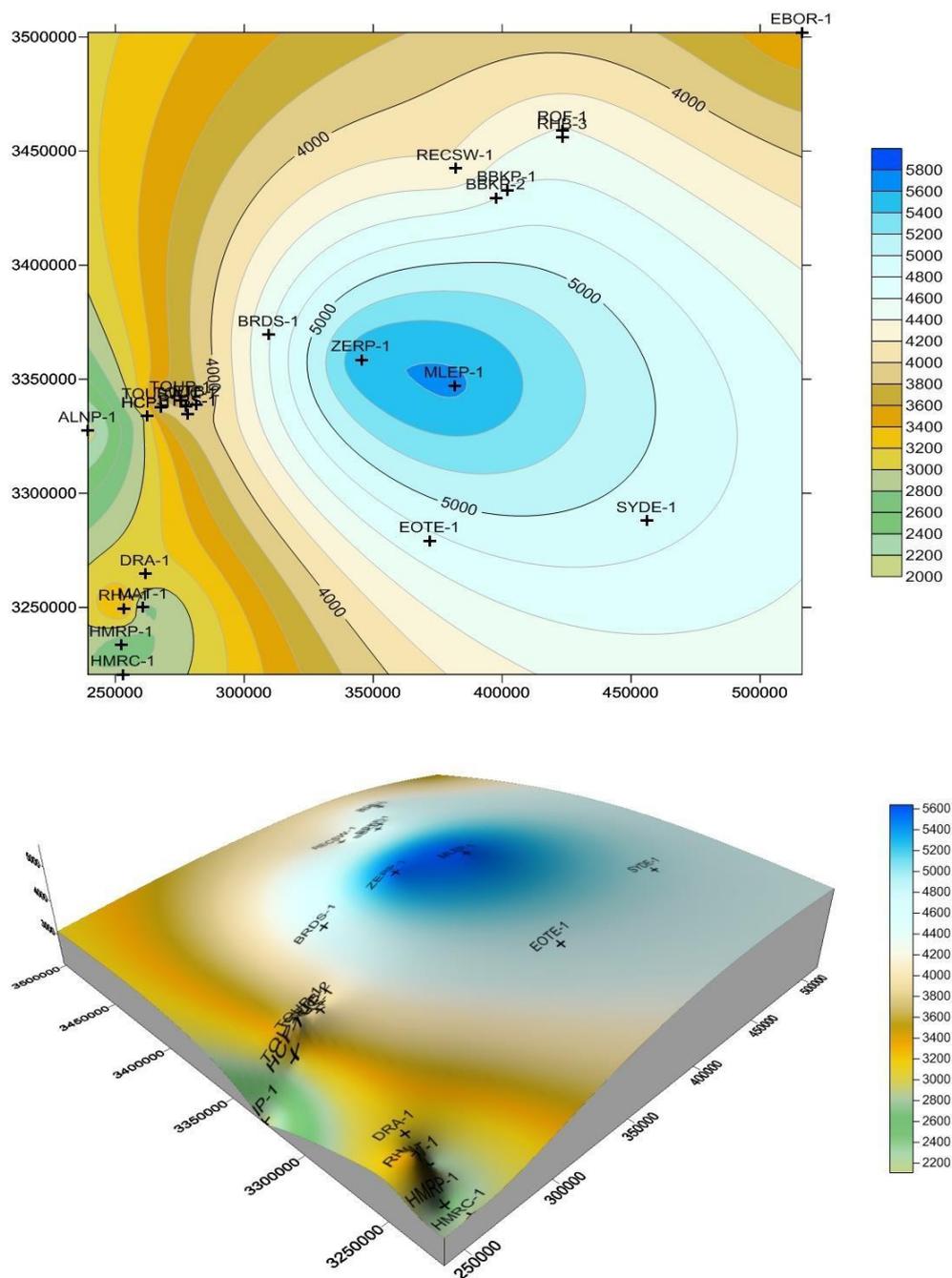


Fig. 17- Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1).

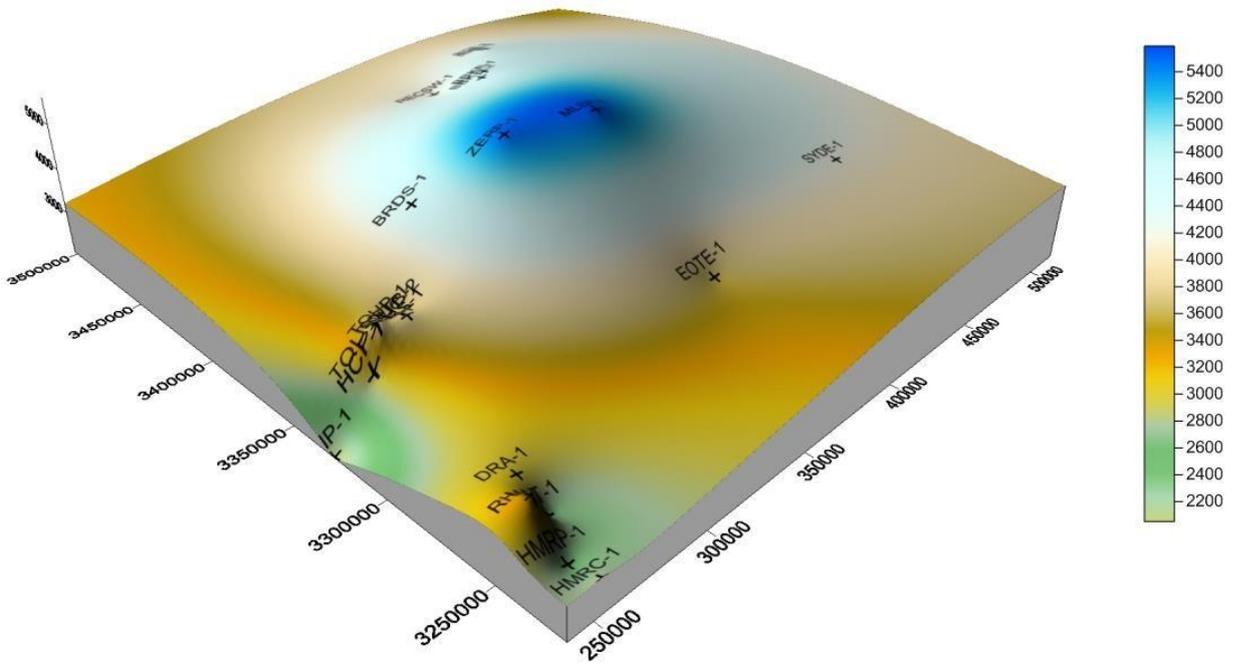
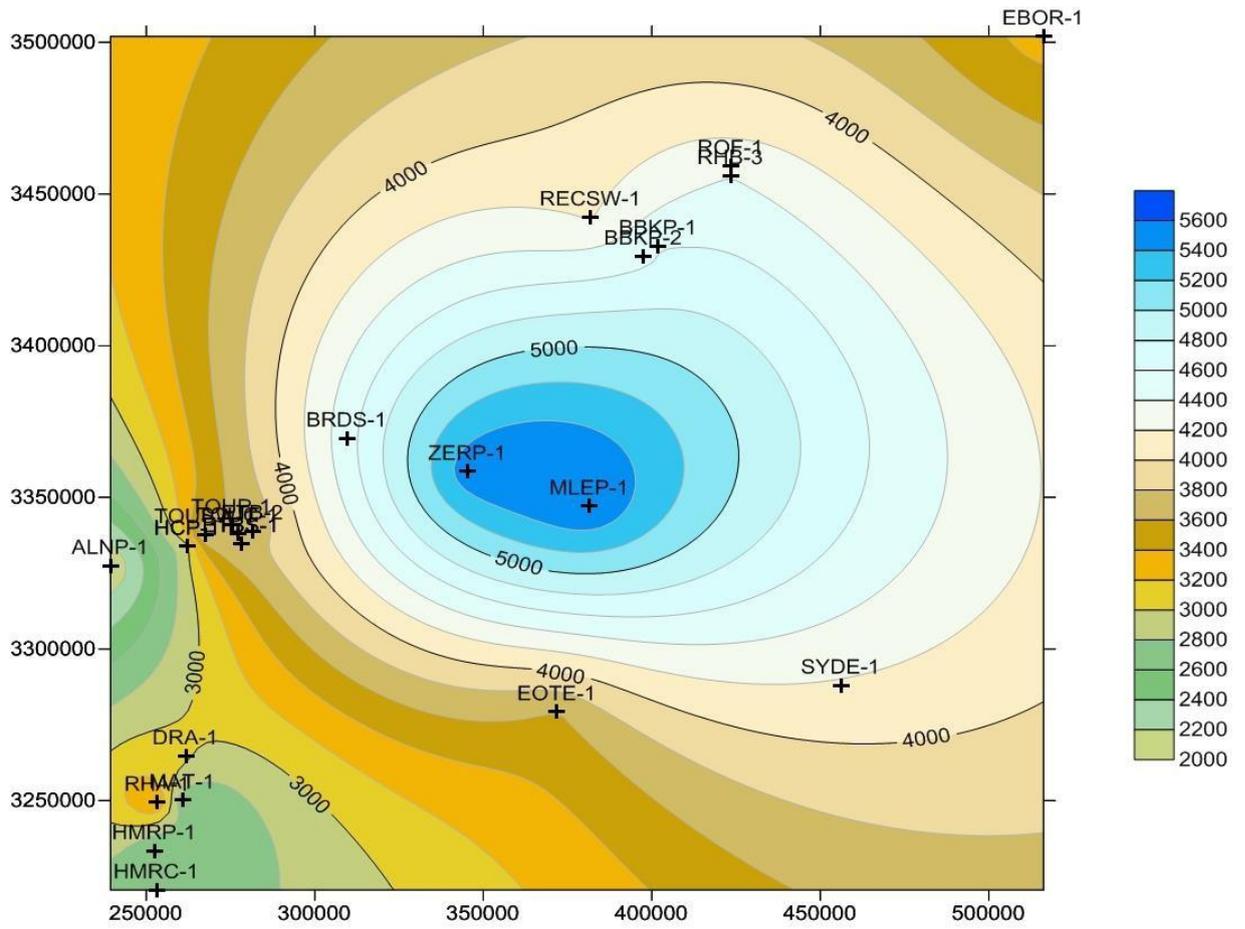


Fig. 18- Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1).

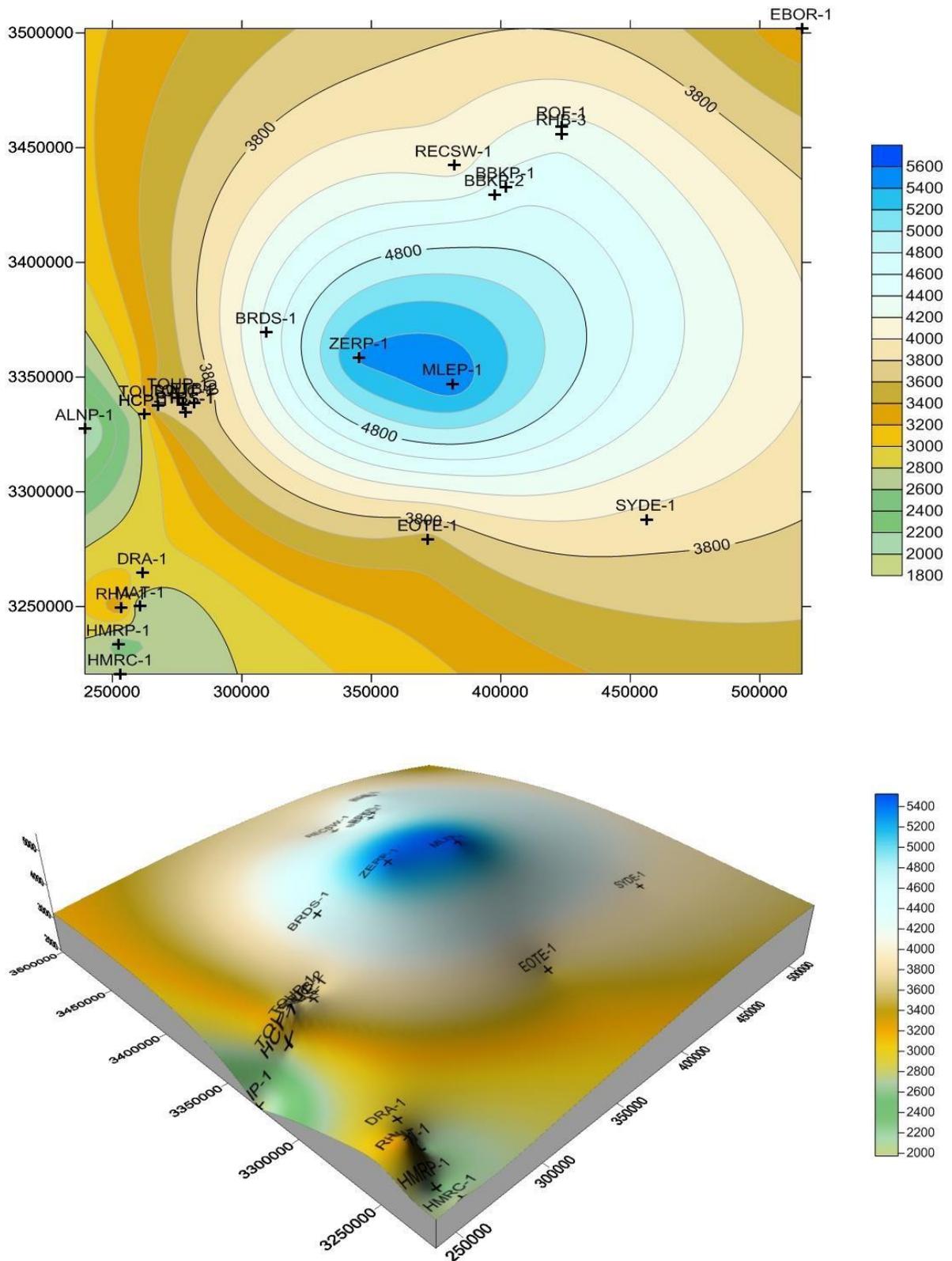


Fig. 19- Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique M2).

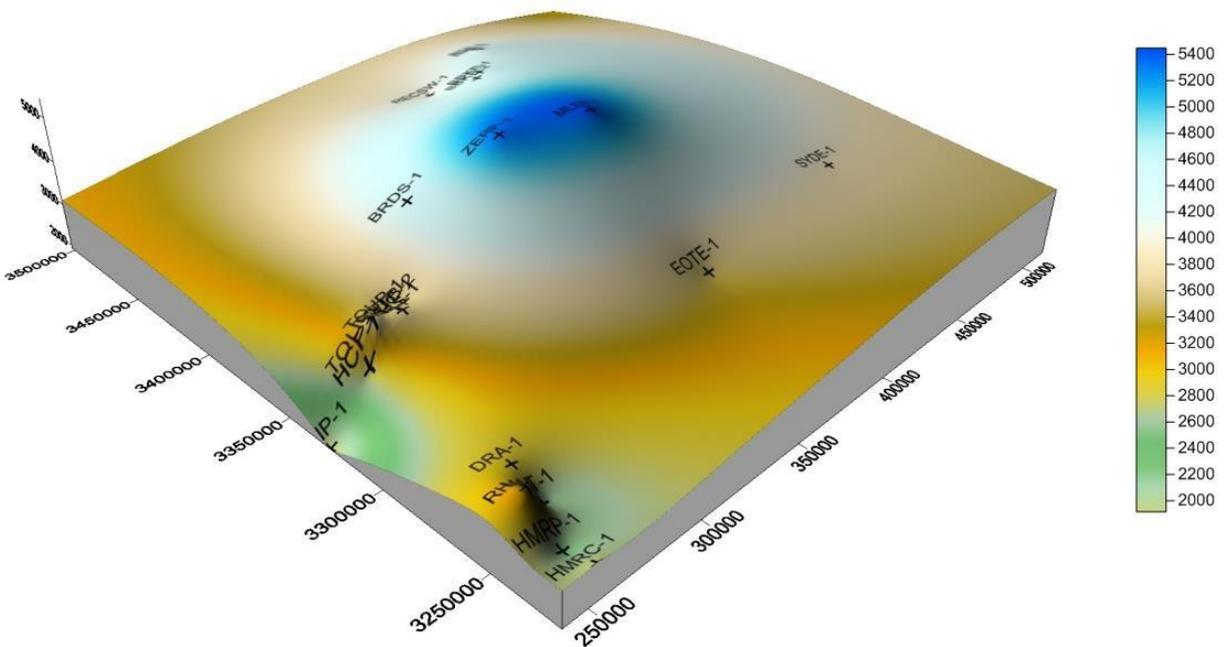
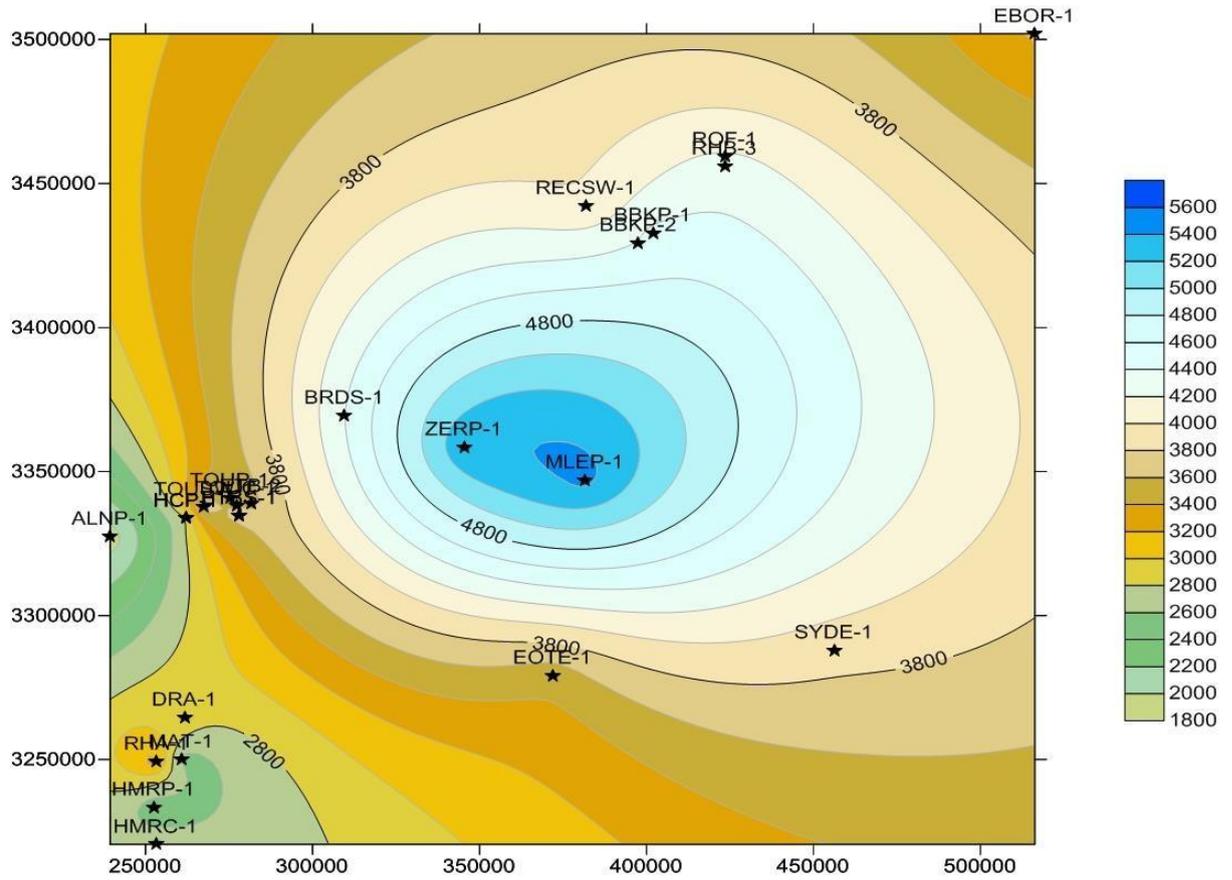


Fig. 20- Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1).

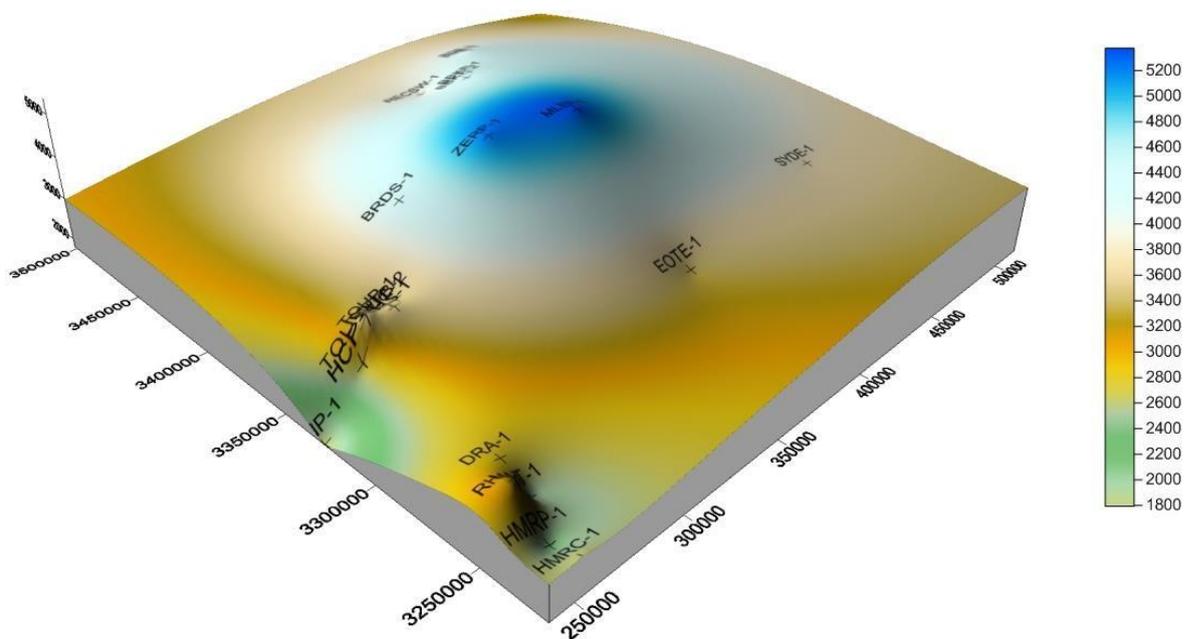
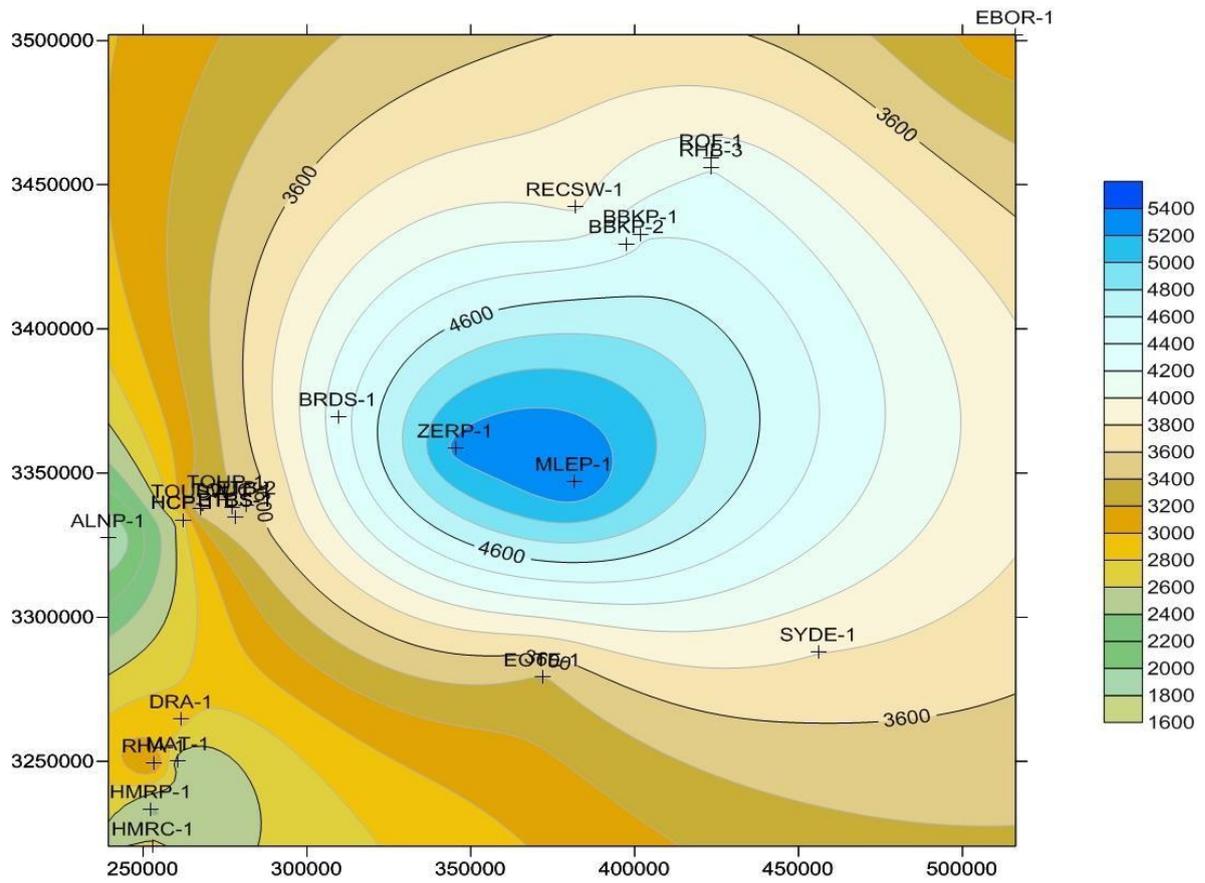


Fig. 21- Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2).

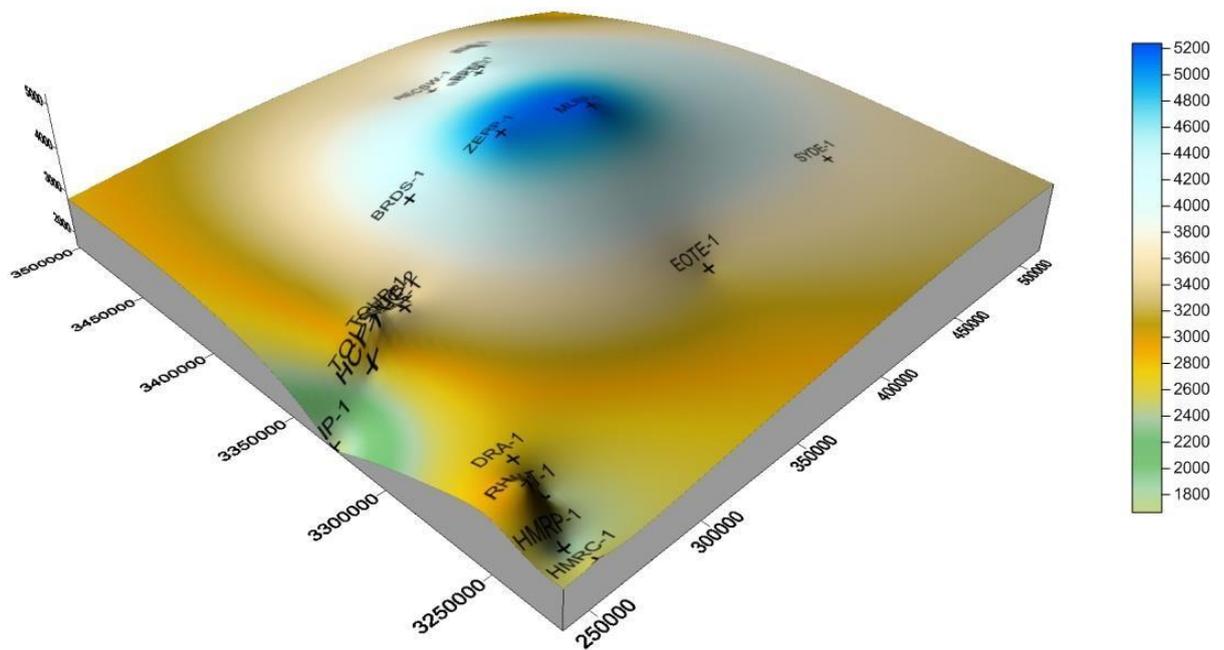
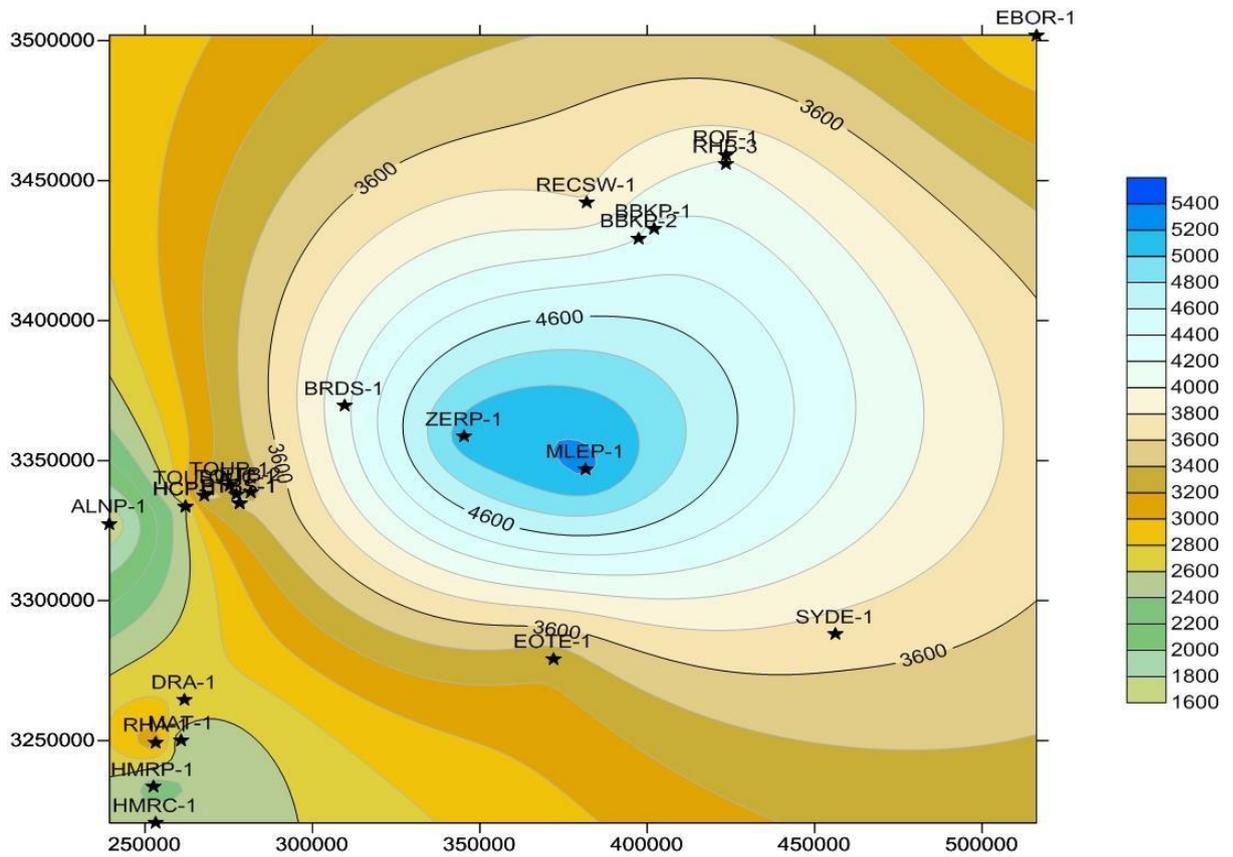


Fig. 22- Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique B1).

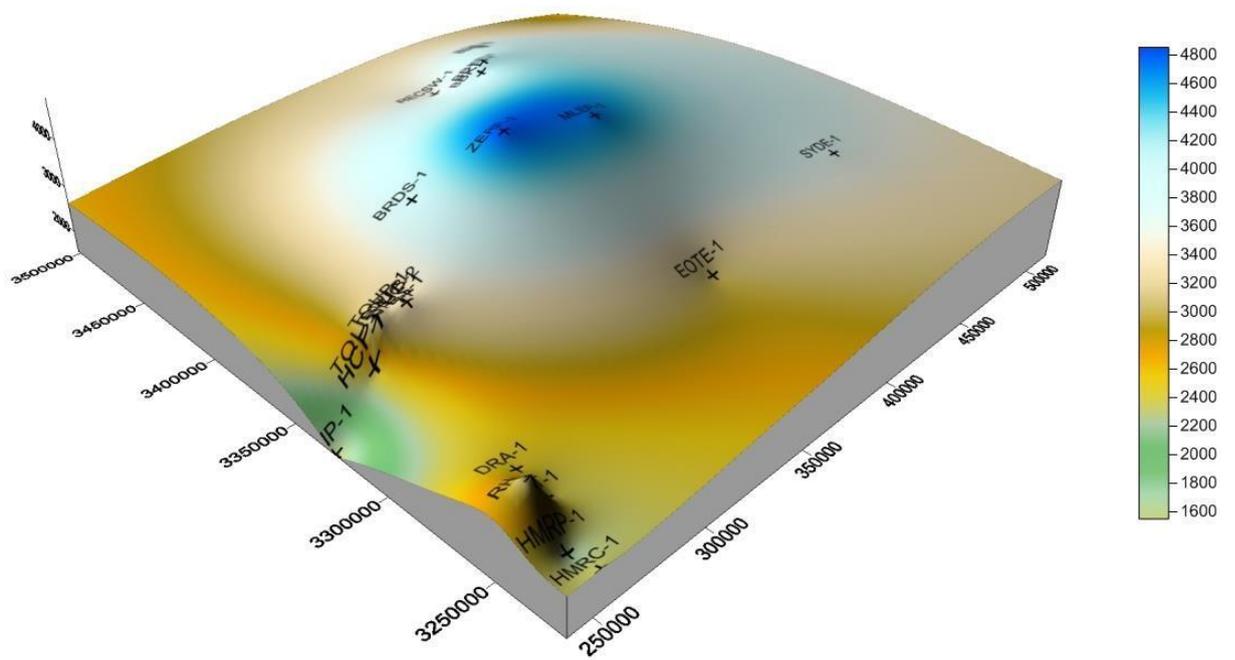
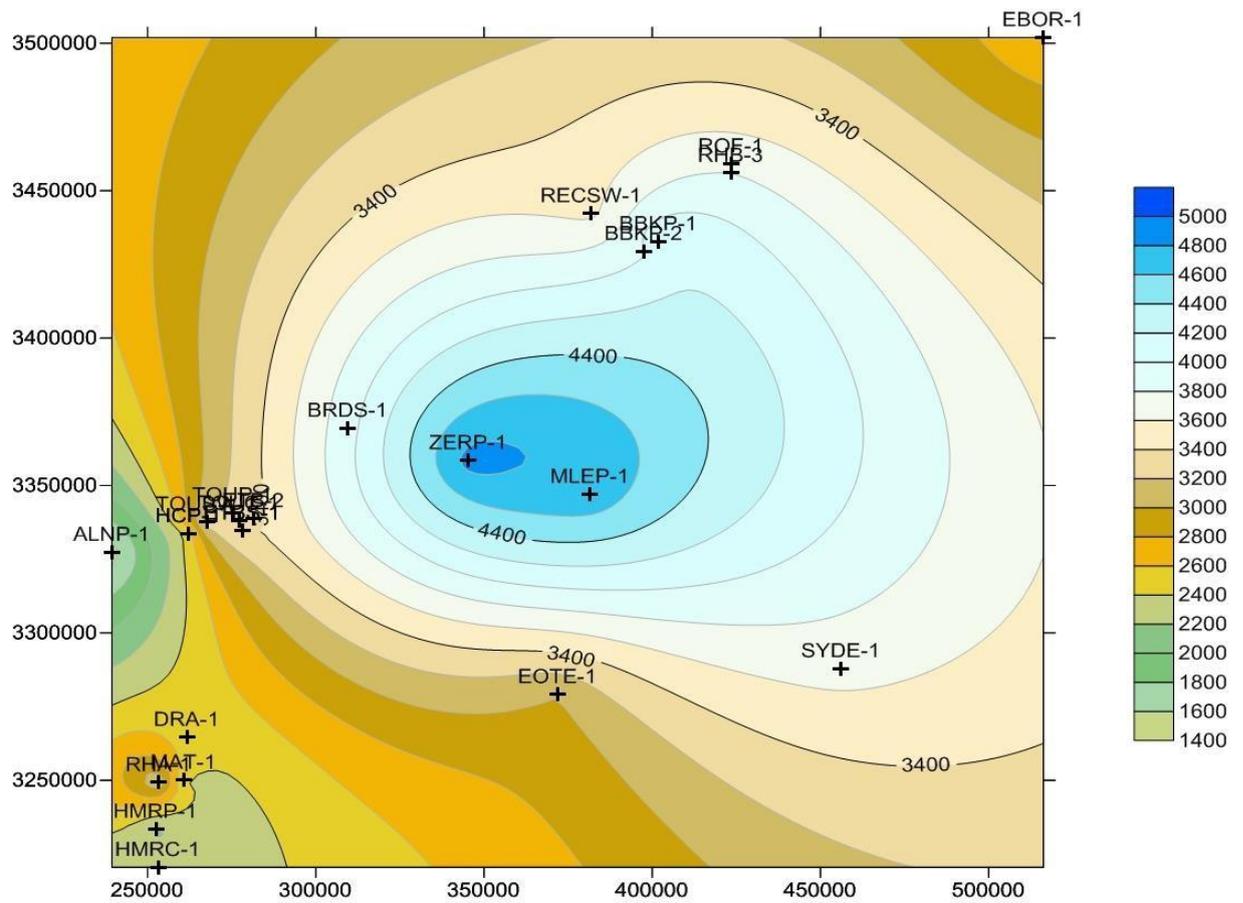


Fig. 23- Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique B2).

IV. CONCLUSION

Les corrélations établies à partir de cinq transects répartis sur plusieurs blocs du bassin de Berkine et l'élaboration des cartes en isopaques et en isobathes montrent que le réservoir Silurien Argilo-Gréseux présente des variations spatiales des épaisseurs. Cette variation constitue fort probablement une réponse au rôle de tectonique locale. Ainsi, nous avons pu distinguer que la zone la plus productrice d'hydrocarbures se situe du centre vers le Sud-Ouest (voir figure 5).

Troisième chapitre: **ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES**

I. INTRODUCTION

Pour avoir une idée aussi complète sur l'évolution spatiale de deux paramètres pétrophysiques, à savoir: la porosité et l'argilosité, nous avons consacré ce dernier chapitre à l'élaboration de plusieurs cartes à travers l'étude de sept niveaux stratigraphiques (M0, M1, M2, A1, A2, B1 et B2) formant le réservoir Argilo-Gréseux du Silurien de Berkine.

II. RESULTATS ET DISCUSSION

A. Cartes en iso-porosité

1. Niveau stratigraphique M0 du réservoir

Dans ce premier niveau stratigraphique du réservoir, les valeurs de la porosité sont comprises entre 0,5 et 0,14 (fig. 24). Elles augmentent progressivement du Nord-Est vers les Sud-Ouest (DRA-1 = 0,14).

2. Niveau stratigraphique M1 du réservoir

Relativement stable au Sud-Est (DRA-1 = 0,13), nous assistons au niveau du réservoir M1 à une augmentation significative au Nord-Est (BBKP-2 = 0,17) (fig. 25). Dans la zone centrale, la porosité reste faible (MLEP-1 = 0,07).

3. Niveau stratigraphique M2 du réservoir

Avec une porosité maximale enregistrée dans les puits : HMRC-1 = 0,17, EOTE-1 = 0,16 et EBOR-1 = 0,17 d'une part et une porosité minimale calculée dans les puits : RECSW-1 = 0,09 et DRA-1 = 0,06 d'autre part, la répartition spatiale de cette porosité montre globalement une diminution progressive vers le Nord-Est et le Sud-Ouest (fig. 26).

4. Niveau stratigraphique A1 du réservoir

Contrairement aux niveaux stratigraphiques inférieurs, la répartition spatiale de la porosité dans le A1 montre l'existence des zones suivantes (fig. 27):

- une zone dans l'extrême Sud-Ouest marquée par une porosité élevée qui est de l'ordre de 0,18 (puits RHA-1) ;

- une zone au centre à porosité croissante vers le Sud. Il s'agit des puits : ZERP-1 = 0,14 et EOTE-1 = 0,17 ;

- enfin, les zones à forte porosité sont séparées par deux zones à faible porosité (DRA-1 = 0,06 et RHB-3 = 0,05).

5. Niveau stratigraphique A2 du réservoir

A ce niveau, les valeurs de la porosité dessinent trois principales zones (fig. 28). Une zone au centre et au Sud-Ouest avec une porosité égale à 0,13 (ZERP-1, HMRC-1 et HMRP-1) et une dernière zone située vers l'Ouest à porosité faible (puits HCP-1 = 0,06).

6. Niveau stratigraphique B1 du réservoir

A l'image de la répartition de la porosité observée dans le niveau stratigraphique A2, la répartition de la porosité montre du Nord vers le Sud-Ouest (fig. 29):

- une zone à faible porosité (BBKP-2 = 0,05 et RECSW-1 = 0,06) ;
- une zone à porosité égale à 0,10 (ZERP-1 = 0,10) ;
- une zone au Sud-Ouest avec des porosités allant de 0,12 (puits DRA-1) à 0,13 (puits MAT-1 = 13).

7. Niveau stratigraphique B2 du réservoir

Dans ce dernier niveau stratigraphique du réservoir, et malgré le manque de données, nous avons remarqué que la porosité reste relativement élevée dans le Sud-Ouest (HMRP-1 = 13) (fig. 30).

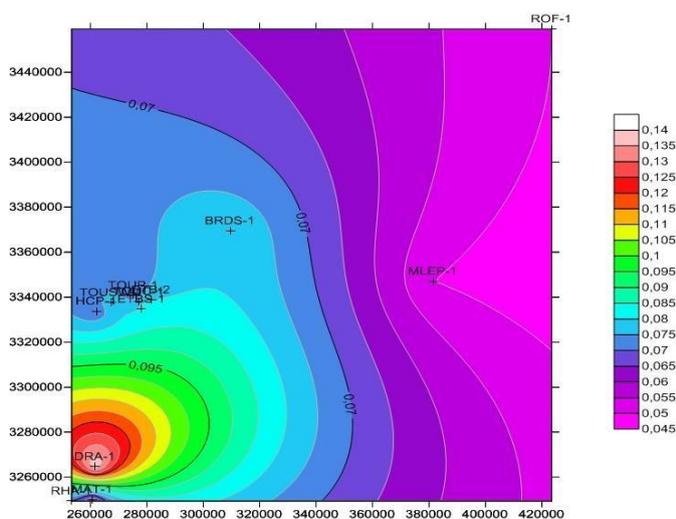
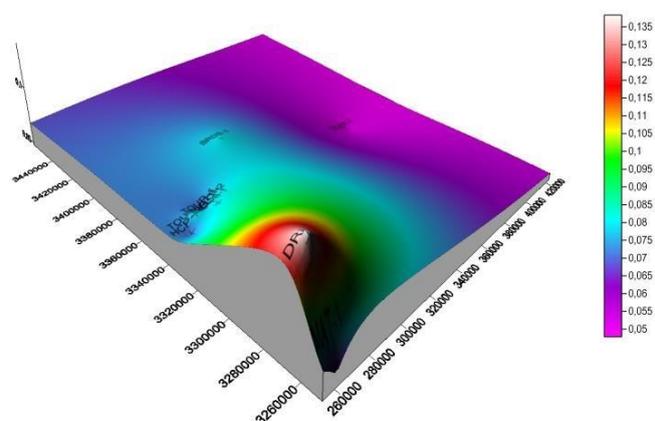


Fig. 24- Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M0).



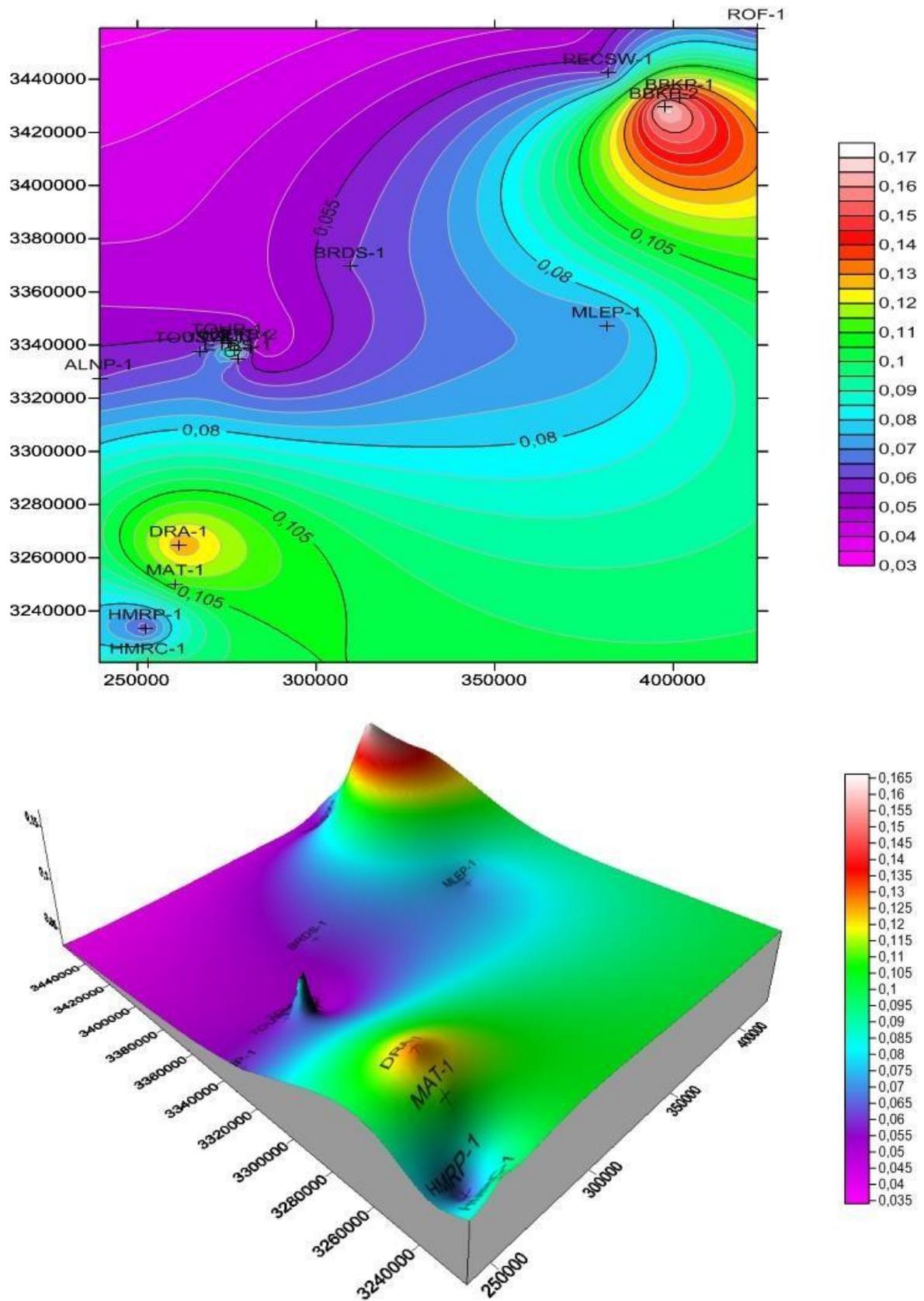


Fig. 25- Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1).

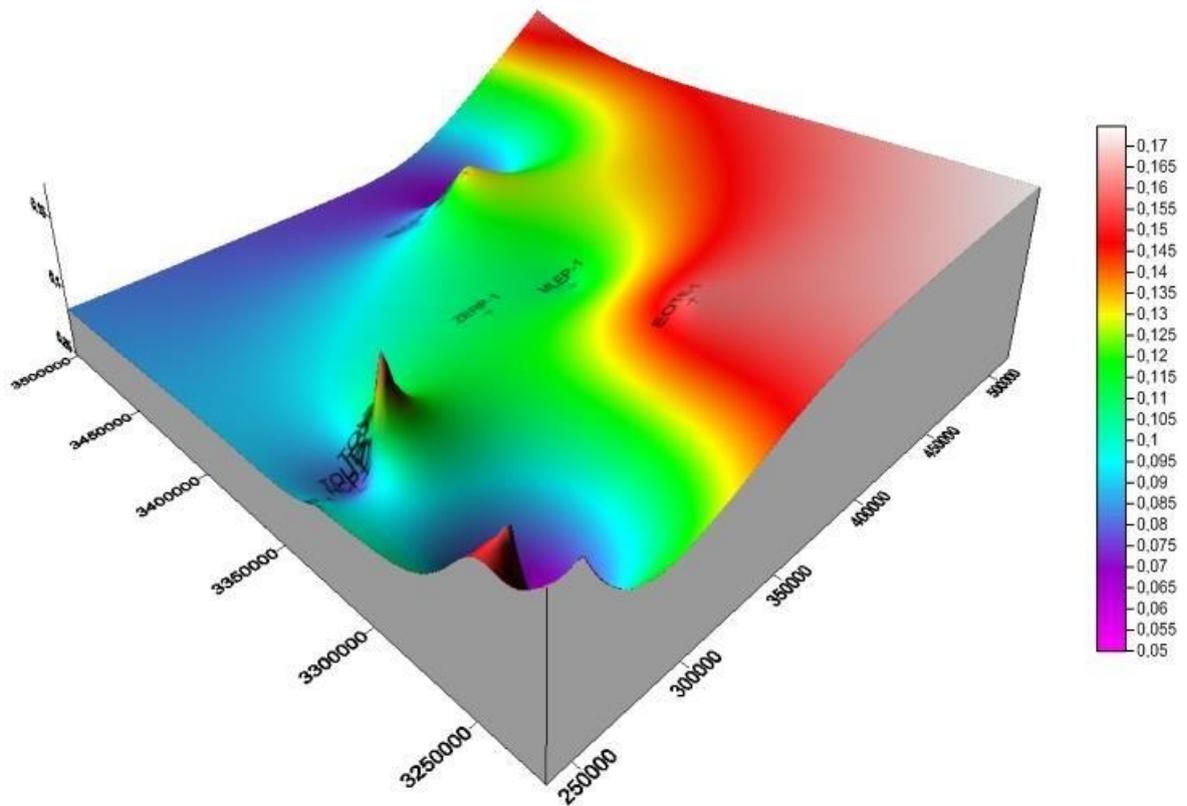
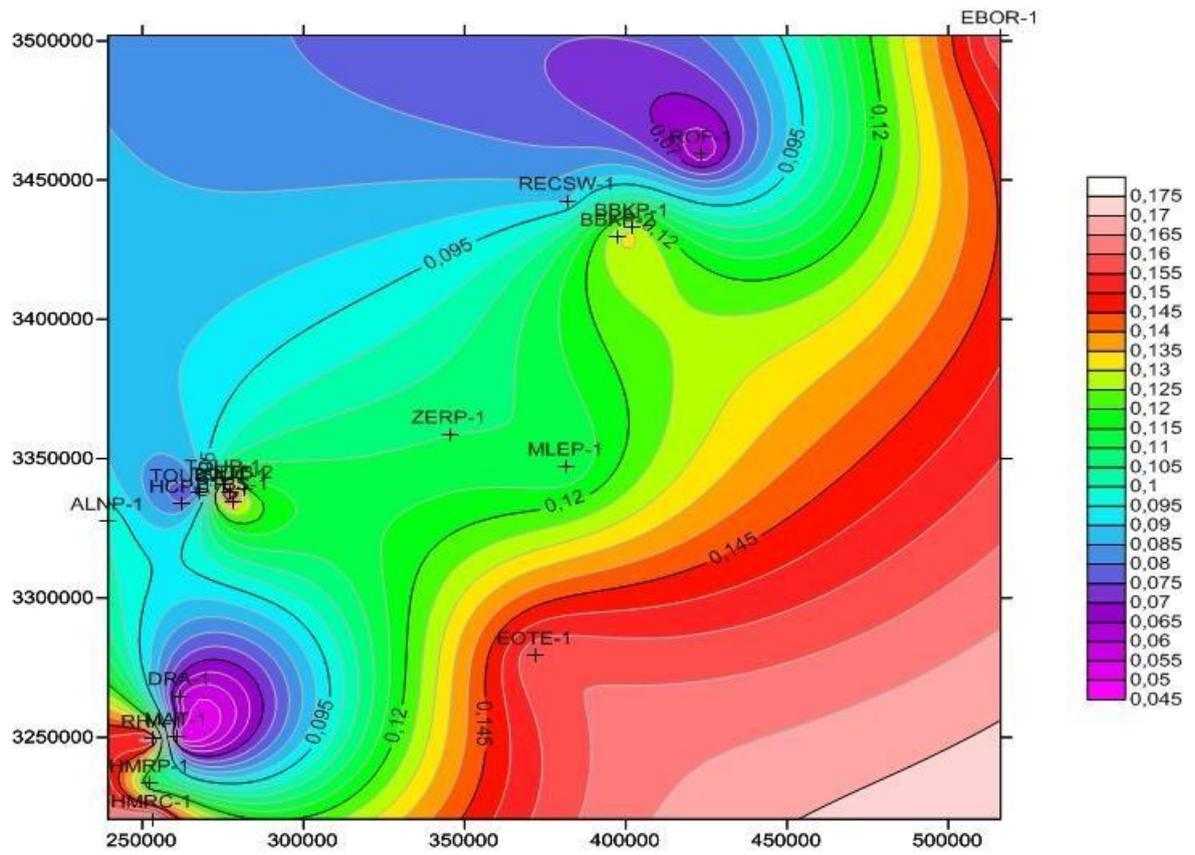


Fig. 26- Cartes en iso-perosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M2).

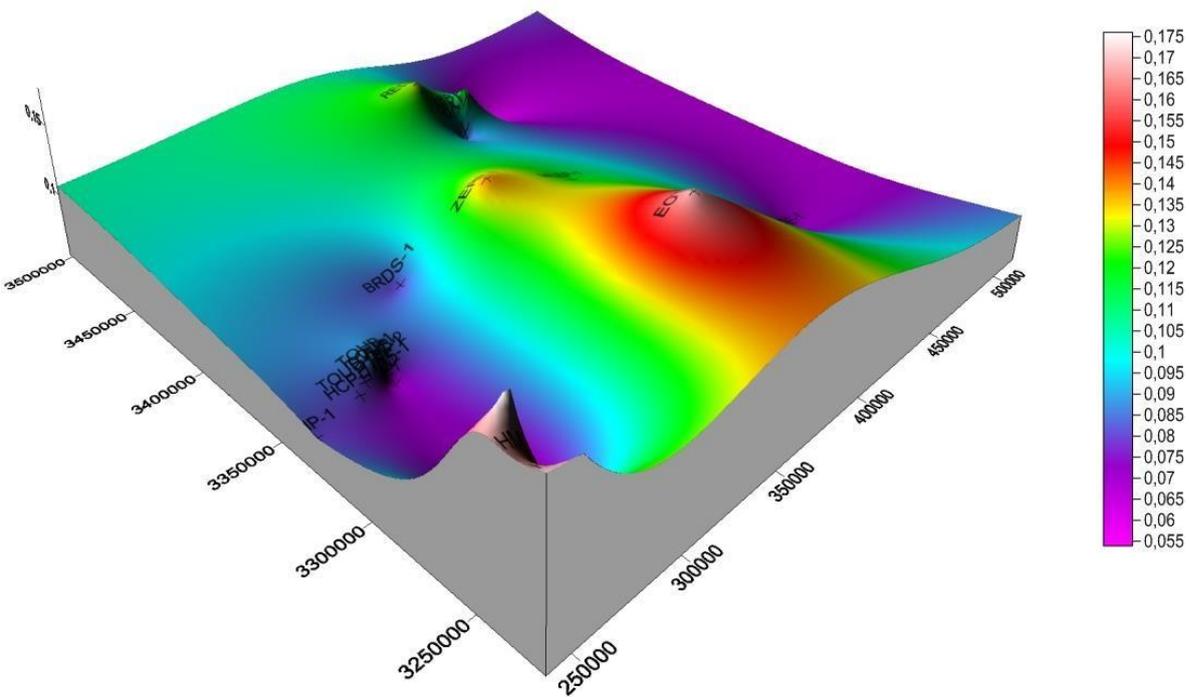
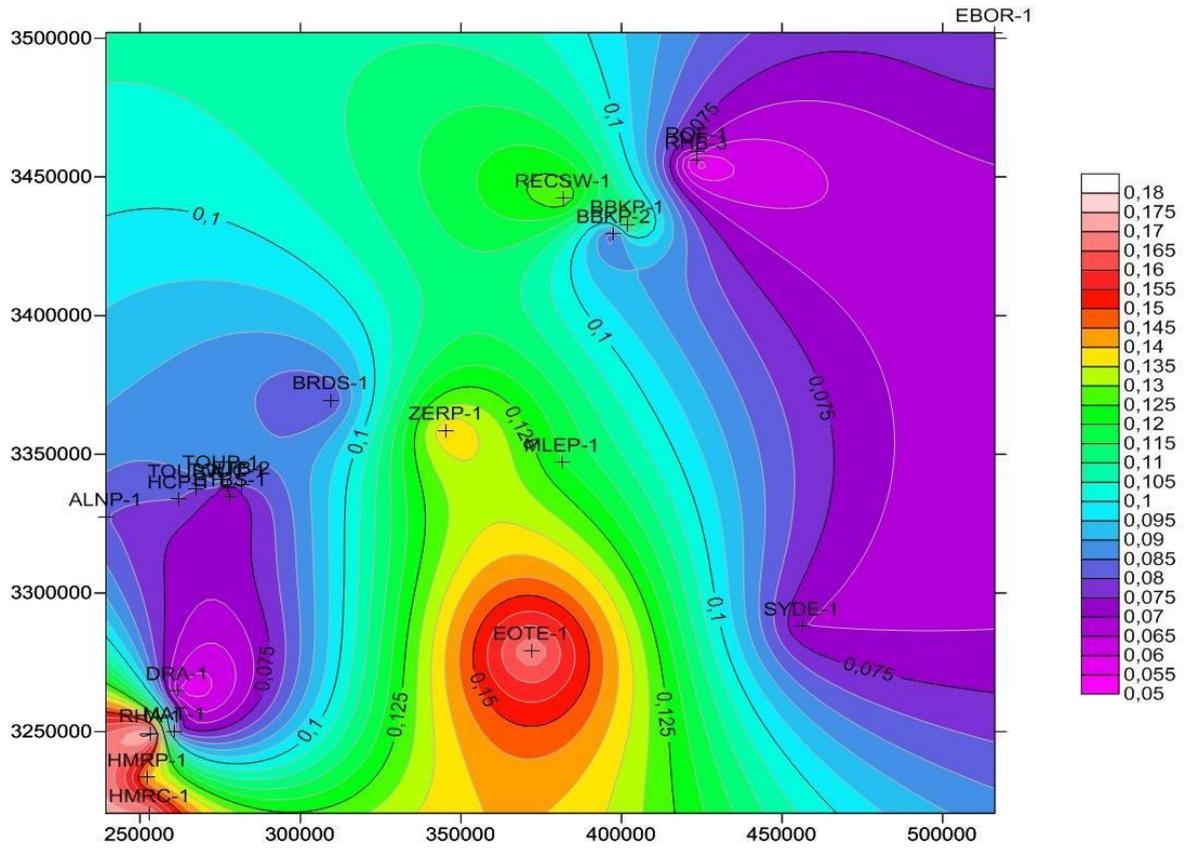


Fig. 27- Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1).

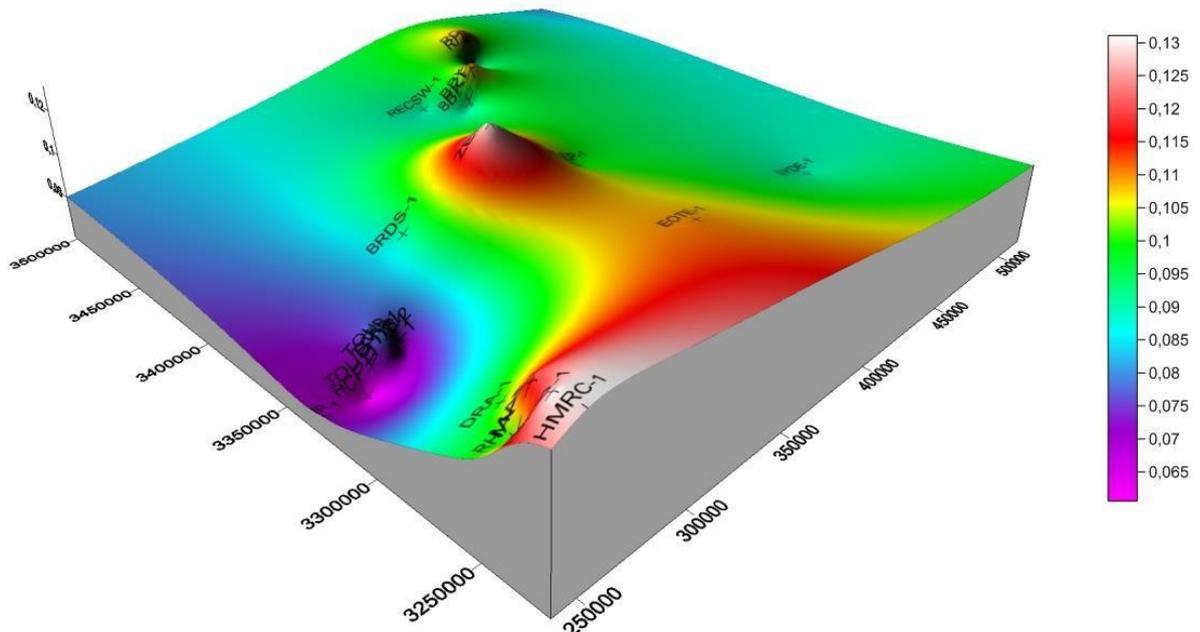
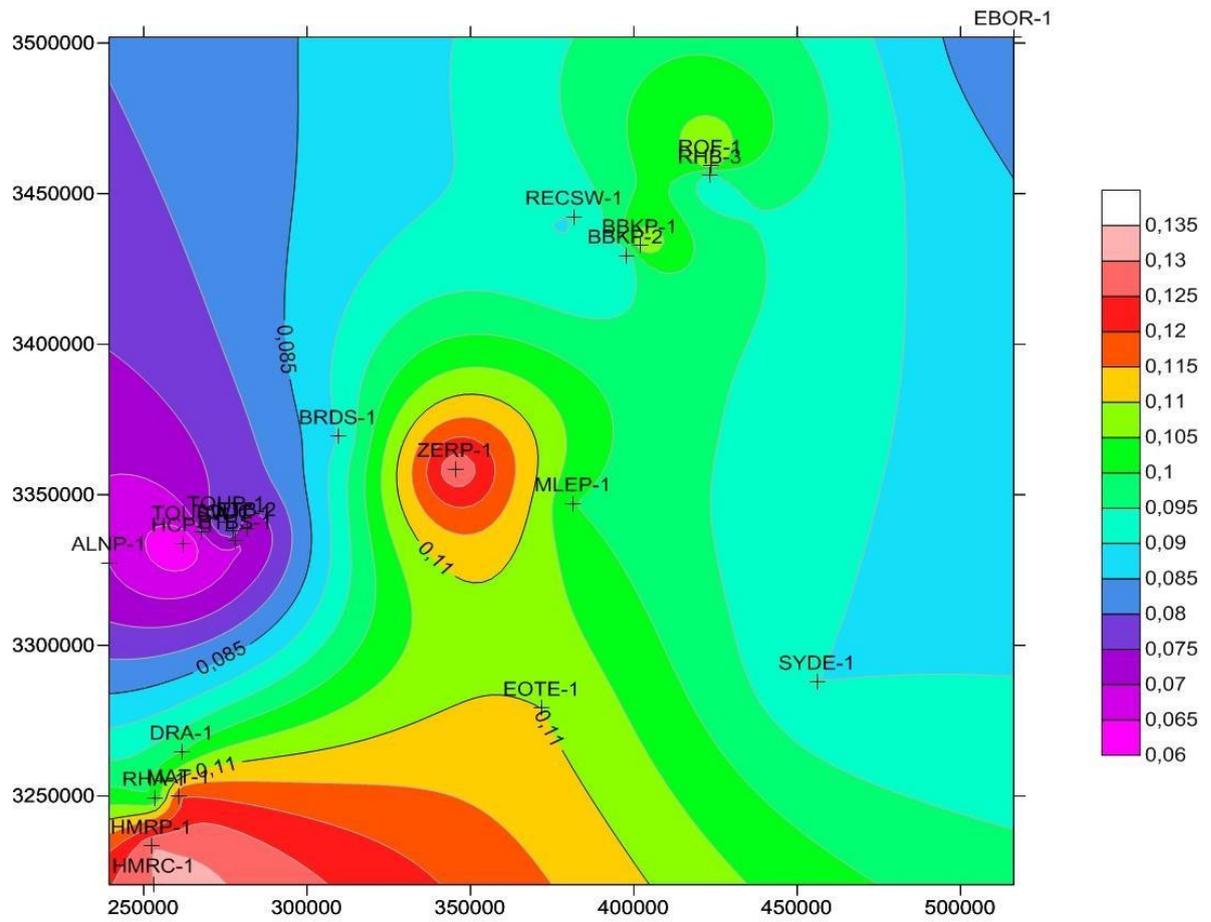


Fig. 28- Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2).

B. Cartes en iso-argilosité

Par manque de données suffisantes sur les valeurs de l'argilosité dans deux niveaux stratigraphiques du réservoir, à savoir le M0 et le B2 (généralement sont des niveaux érodés), cinq cartes seulement seront élaborées et interprétées ici.

1. Niveau stratigraphique M1 du réservoir

Les courbes des valeurs de l'argilosité montrent globalement une augmentation de l'Est vers l'Ouest (fig. 31). Elles sont de l'ordre de 0,05 (BRDS-1) et 0,11 (MLEP-1) à l'Est et atteignent une valeur de 0,34 (ALNP-1) à l'Ouest.

2. Niveau stratigraphique M2 du réservoir

Dans ce niveau stratigraphique le volume d'argiles est compris entre 0,02 et 0,22. Ainsi, nous distinguons sur la carte d'iso-argilosité (fig. 32), une zone centrale à faible valeurs (MLEP-1 = 0,02, ZERP-1 = 0,04 et BBKP-2 = 0,07) et deux zones à fortes valeurs, l'une est situé au Nord-Est (puits EBOR-1 = 0,20) et l'autre au Sud-Ouest. Cette dernière est représentée par le puits MAT-1 = 0,22

3. Niveau stratigraphique A1 du réservoir

Ici, la répartition spatiale des volumes d'argiles montre l'existence de plusieurs zones (fig. 33):

- une zone centrale toujours à faible volume d'argiles (ZERP-1 = 0,05), avec une légère augmentation des les puits voisins (MLEP-1 et EOTE-1 = 0,11) ;
- une autre zone vers le Nord-Ouest présentant presque les mêmes valeurs d'argiles (RHB-3 = 0,09 et ROF-1 = 0,11) ;
- deux zones à valeurs moyennes d'argiles. L'une au Nord (RECSW-1 et BBKP-1 = 0,14 BBKP-2 = 0,16) et l'autre au Sud-Est (SYDE-1 = 0,15);
- deux zones à fortes valeurs d'argiles. Elles sont représentées par le puits DRA-1 = 0,23 au Sud-Ouest et le puits BRDS-1 = 0,21 ;
- enfin, nous signalons également les deux petites zones restantes à faible volume d'argiles, à l'exemple du puits MAT-1 = 0,05 et

4. Niveau stratigraphique A2 du réservoir

Dans ce niveau stratigraphique, le volume d'argiles atteint le maximum dans le puits BRDS-1 = 0,23, situé à l'Ouest (fig. 34). Par contre, nous observons, une augmentation allant du centre vers le Sud (EOTE-1 = 0,21).

5. Niveau stratigraphique B1 du réservoir

La répartition spatiale des volumes d'argiles montre comme toujours, la présence d'une zone centrale à faibles valeurs (ZERP-1 = 0,07) et une zone située au Nord à volume d'argiles qui est de l'ordre de 0,26. Il s'agit du puits RECSW-1, situé dans le Nord de la carte d'iso-argilosité (fig. 35).

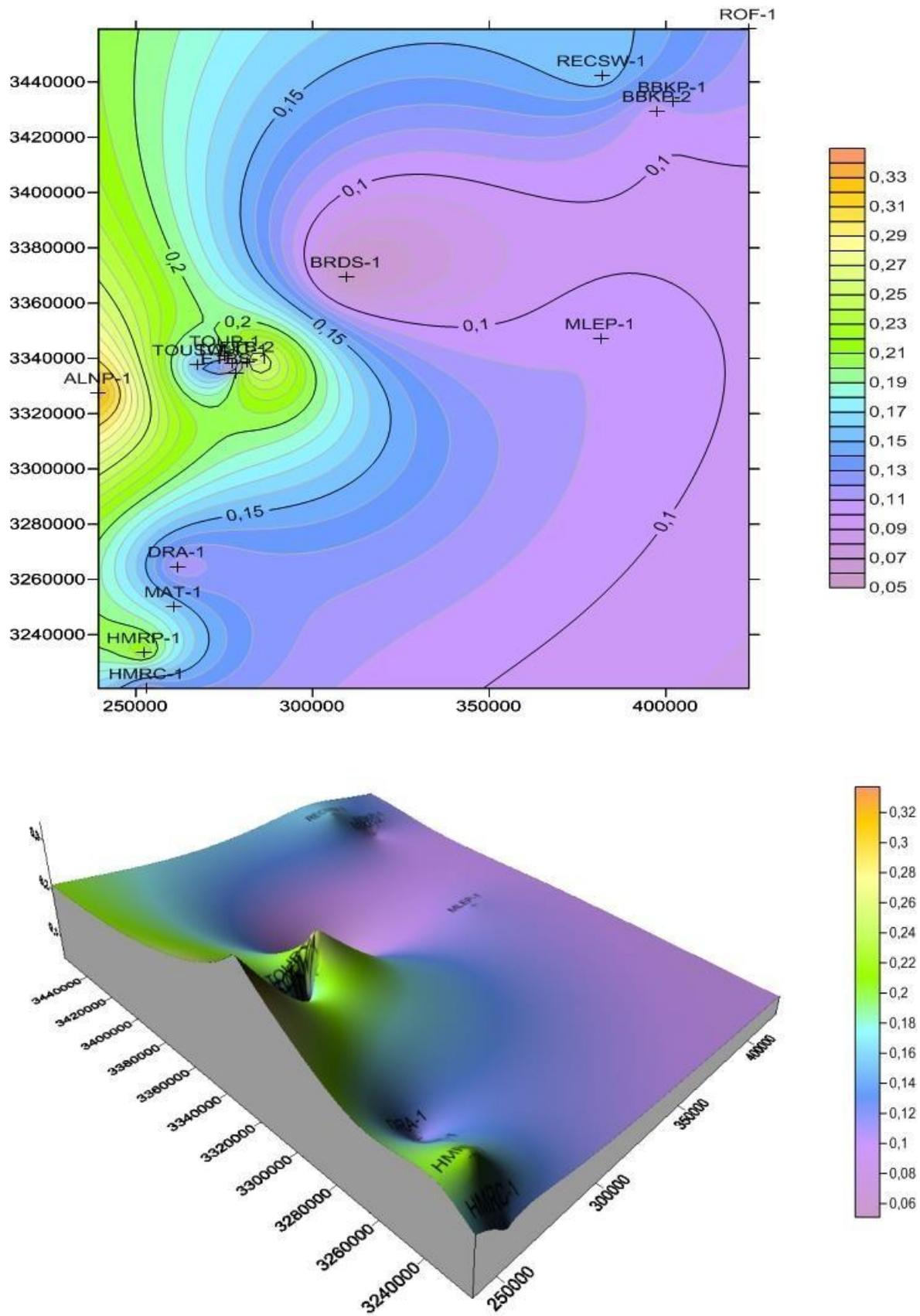


Fig. 31- Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1).

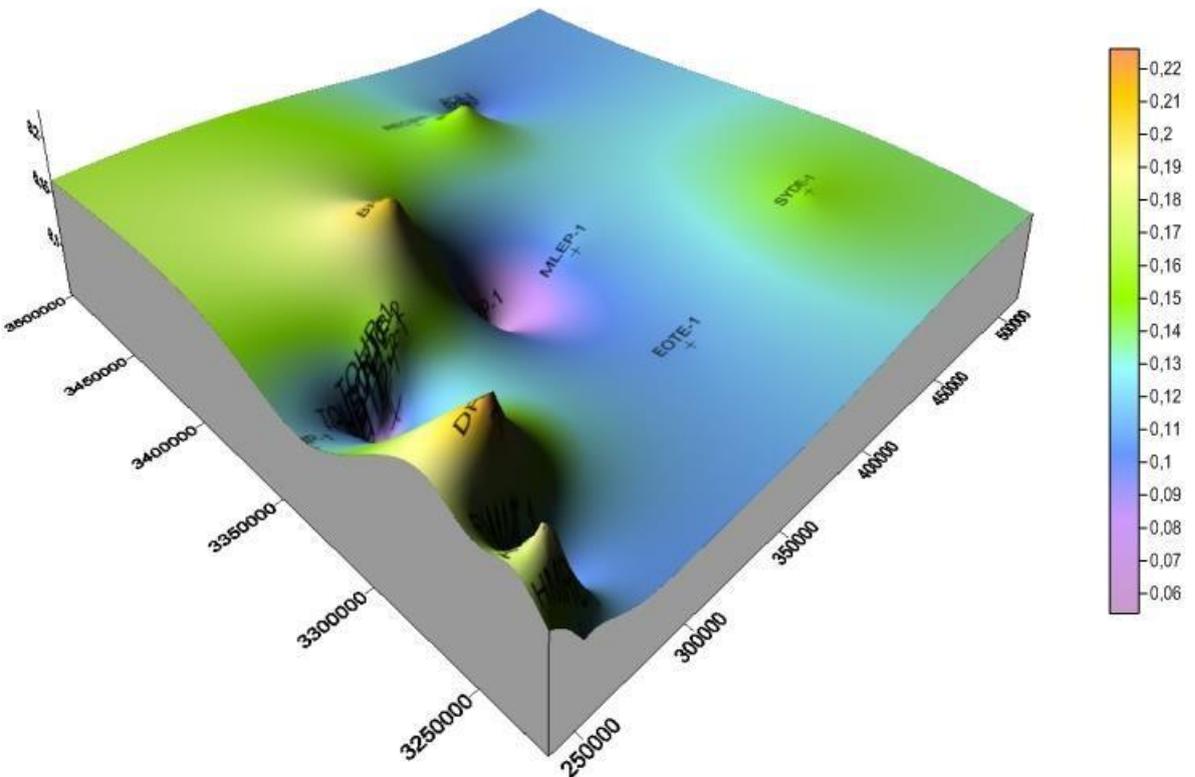
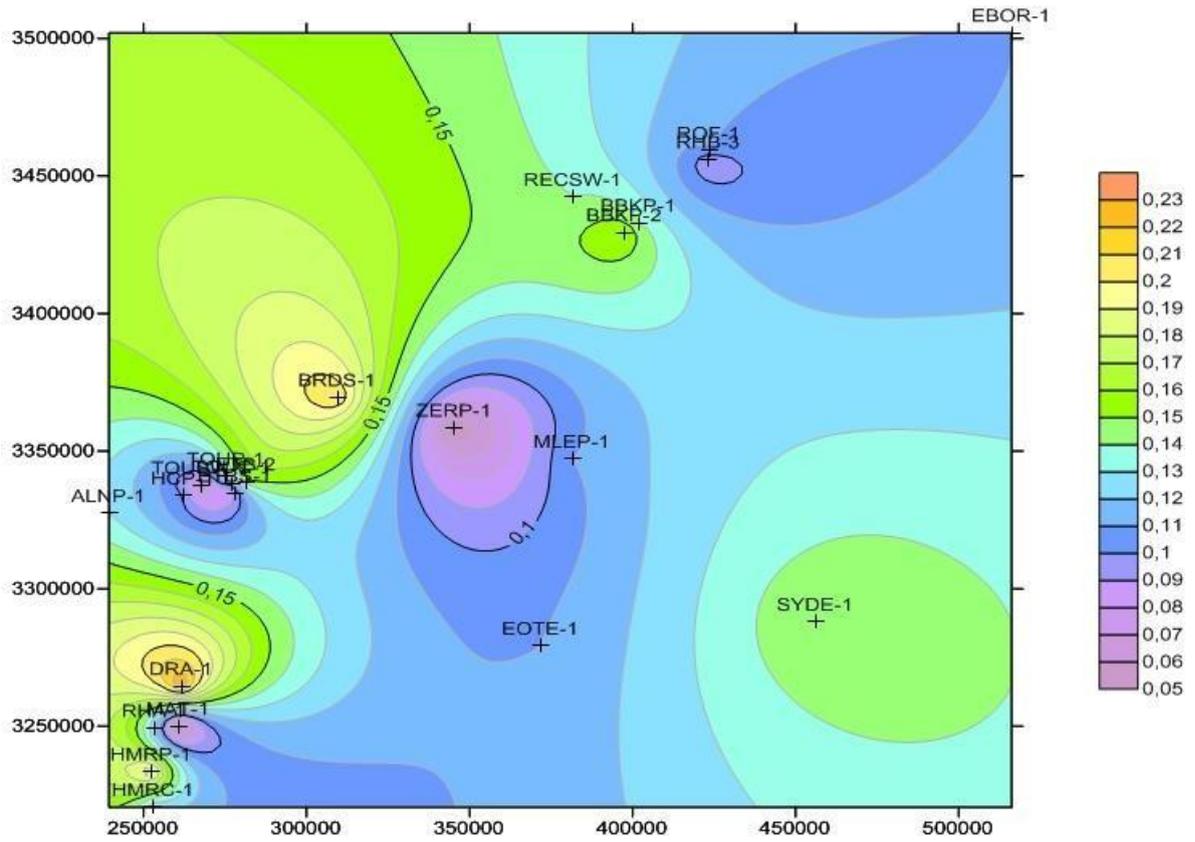


Fig. 33- Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1).

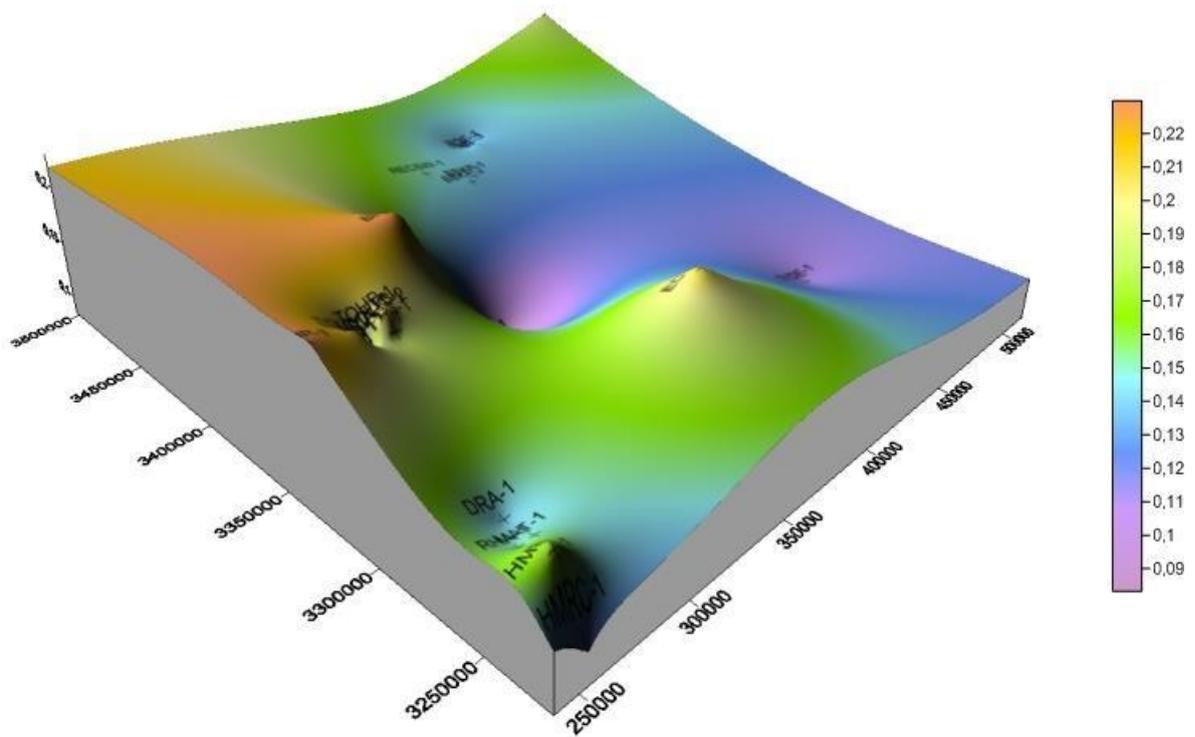
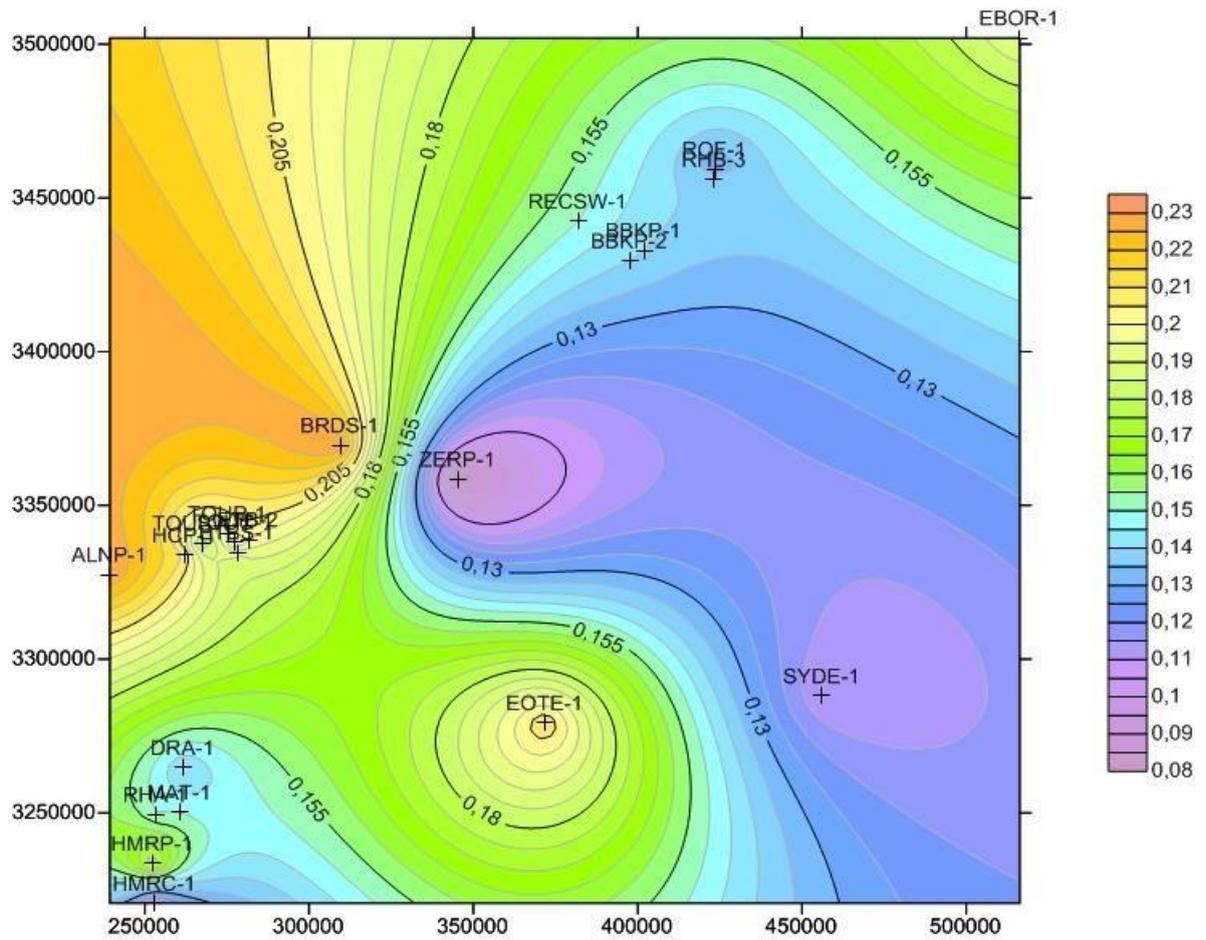


Fig. 34- Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2).

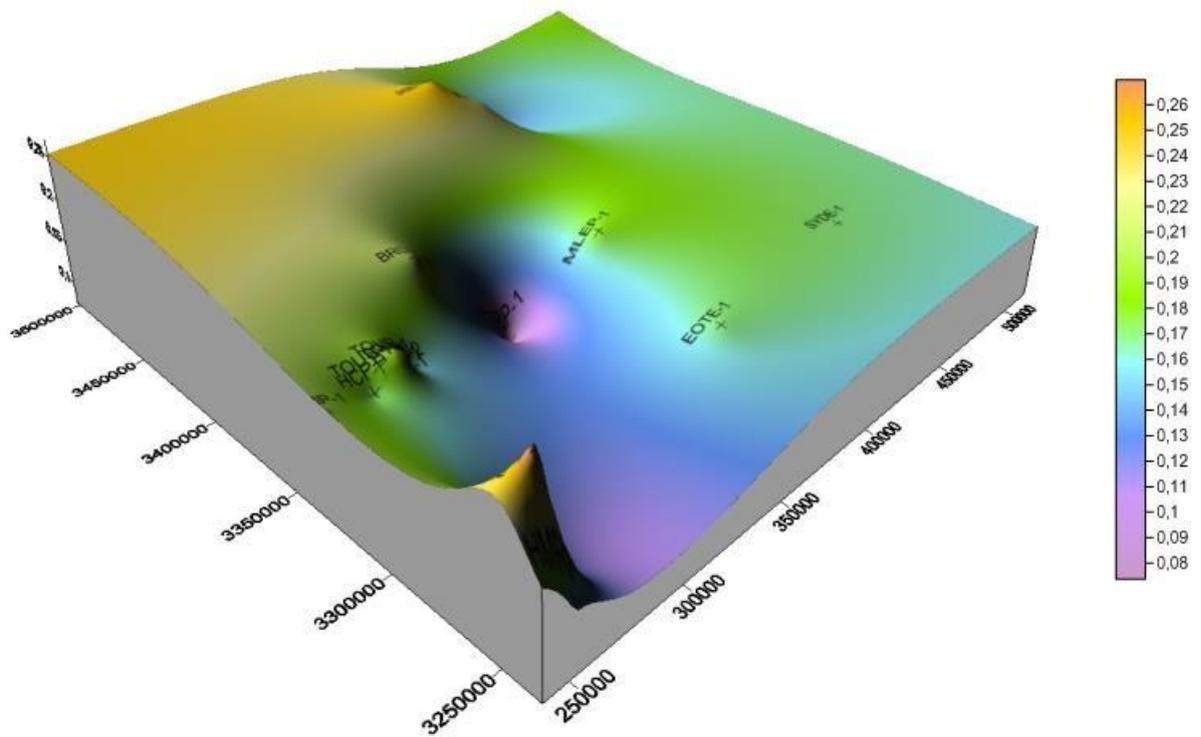
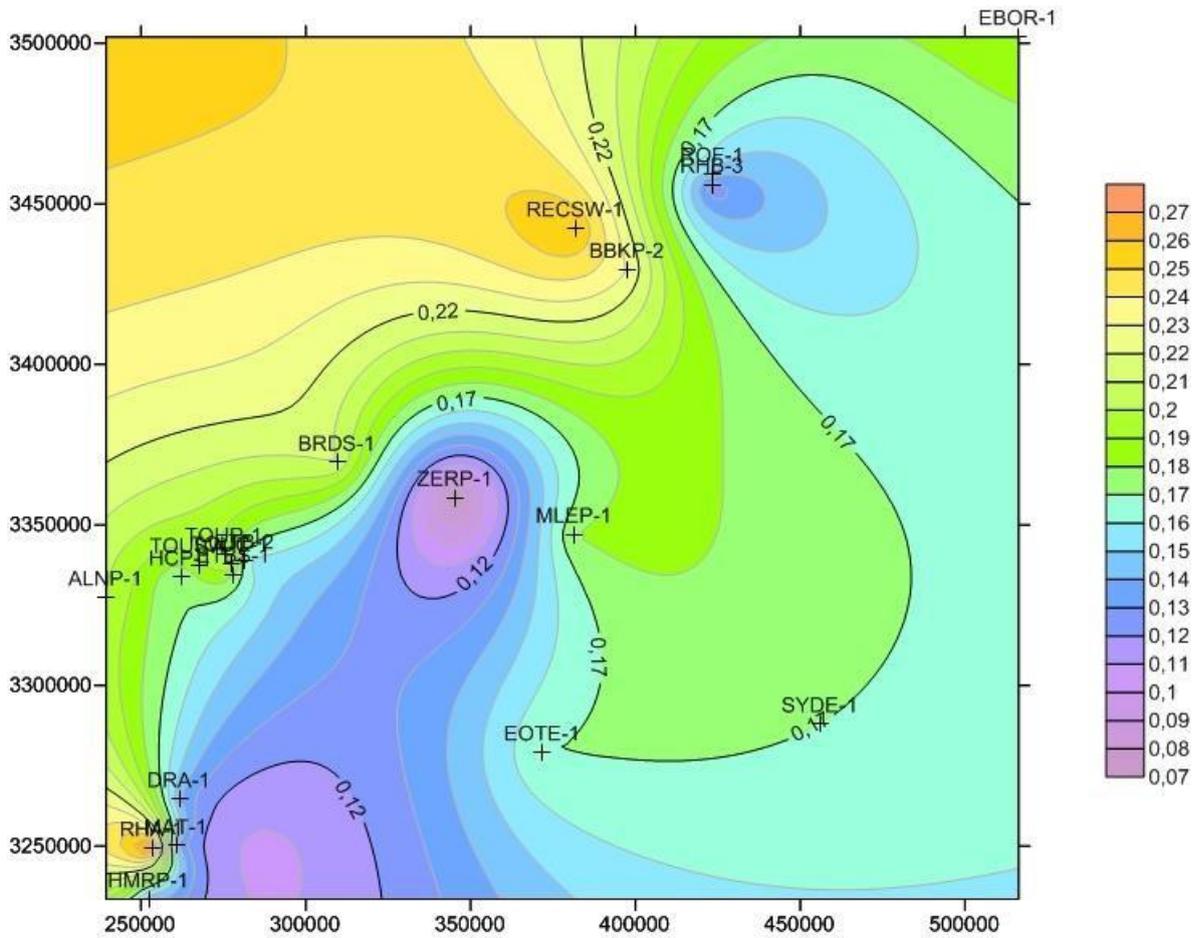


Fig. 35- Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique B1).

III. CONCLUSION

A partir de l'évolution spatiale des paramètres pétrophysiques (porosité et volume d'argiles), nous avons relevé l'existence d'une parfaite relation entre les fortes valeurs de la porosité (valeurs comprises entre 0,05 et 0,18) et les faibles valeurs du volume d'argiles (valeurs comprises entre 0,05 et 0,34). Cette équation inverse, s'exprime sur le terrain par l'existence des zones situées au Sud-Ouest et qui peuvent être considérées comme étant de bons réservoirs du Silurien. A titre d'exemple, nous citons les puits DRA-1 et HMRC-1.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Les principaux résultats obtenus seront ici brièvement résumés.

A. Sur le plan des variations des épaisseurs

A partir des corrélations entre les 23 puits d'une part et les cartes en isopaches et en isobathes d'autre part, nous avons relevé l'existence des variations spectaculaires des épaisseurs entre les niveaux stratigraphiques inférieurs (M0, M1 et M2) et les niveaux stratigraphiques supérieurs (A1, A2 et B1) du réservoir Silurien Argilo-Gréseux du bassin de Berkine. Ainsi, cette variation est liée à un contrôle de tectonique locale qui s'exprime par des structures en horsts et en grabens

B. Sur le plan pétrophysique

L'évolution spatiale des paramètres pétrophysiques (porosité et volume d'argiles) du réservoir Silurien Argilo-Gréseux est représentée ici sous forme de cartes en iso-porosité et en iso-argilosité. L'interprétation de ces cartes montre l'existence d'une relation inverse entre les valeurs de la porosité et du volume d'argiles. Ainsi, et à partir des 23 puits analysés, nous avons constaté que les puits situés au Sud-Ouest se distinguent par des fortes valeurs de la porosité et sont dès lors considérés comme les plus producteurs en matière hydrocarbures.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ALIEV M.M., AIT LAOUSSINE N., BENALICHERIF A., SEIFOUL-MOULUKOV R.B., CHIKHALIBEILI E.CH., VYSSOTSKY V.I. & SAID A. (1971)- Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz des Atlas algériens. *Docum. Sonatrach.*, Tome 1 et 2, 275 p.

ASHTON B. (2005)- Sedimentological review of the Triassic Argilo-Gréseux Inférieur within the Ourhoud Field, Berkine Basin, Algeria (*Rapport inédit*).

BOUDJEMA A. (1987)- Evolution structural du bassin pétrolier “triasique” du Sahara Nord oriental (Algérie). *Thèse Doct. d’Etat*, Univ. P et M. Curie – Paris (France), n°220, 259 p.

GALEAZZI S., POINT O., HADDADI N., MATHER J. & DRUESNE D. (2010)- Regional Geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Marine and Petroleum Geology*, 27, pp.143–178.

WEC (Well Evaluation Conferences) (2005)- *Rapport inédit*.

WEC (Well Evaluation Conferences) (2007)- *Rapport inédit*.

YAHY N., SCHAEFER R.G. & LITTKER R. (2001)- Petroleum Generation and Accumulation in the Berkine Basin, Eastern Algeria, *American Association of Petroleum Geologists Bull.* v. 85, pp. 1439-1467.

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

		P.
Fig. 1	Limites du bassin d'étude (d'après WEC, 2005; modifiée)	8
Fig. 2	Coupe géologique NE/SE du bassin de Berkine et des bassins voisins (d'après GALEAZZI & <i>al.</i> , 2010, modifiée.)	9
Fig. 3	Cadre géologique du bassin de Berkine (d'après GALEAZZI, 2010)	10
Fig. 4	Série lithostratigraphique type du bassin de Berkine. (d'après YAHY & <i>al.</i> , 2001, modifiée)	12
Fig. 5	Tracés des cinq transects étudiés.	17
Fig. 6	Corrélation entre les différents puits selon le transect A-A'	19
Fig. 7	Corrélation entre les différents puits selon le transect B-B'	20
Fig. 8	Corrélation entre les différents puits selon le transect C-C'	21
Fig. 9	Corrélation entre les différents puits selon le transect D-D'	22
Fig. 10	Corrélation entre les différents puits selon le transect E-E'	23
Fig. 11	Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique M0)	25
Fig. 12	Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1)	26
Fig. 13	Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique M2)	27
Fig. 14	Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1)	28
Fig. 15	Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2)	29
Fig. 16	Cartes isopaques du réservoir silurien (niveau stratigraphique B1)	30
Fig. 17	Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique M0)	31
Fig. 18	Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1)	32
Fig. 19	Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique M2)	33
Fig. 20	Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1)	34
Fig. 21	Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2)	35
Fig. 22	Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique B1)	36
Fig. 23	Cartes isobathes du réservoir silurien (niveau stratigraphique B2)	37
Fig. 24	Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M0)	40
Fig. 25	Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1)	41
Fig. 26	Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M2)	42
Fig. 27	Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1)	43
Fig. 28	Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2)	44
Fig. 29	Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique B1)	45
Fig. 30	Cartes en iso-porosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique B2)	46
Fig. 31	Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M1)	48
Fig. 32	Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique M2)	49
Fig. 33	Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A1)	50
Fig. 34	Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique A2).	51
Fig. 35	Cartes en iso-argilosité du réservoir silurien (niveau stratigraphique B1).	52

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

Tabl. 1	Principales phases tectoniques enregistrées dans le bassin de Berkine et les régions voisines (d'après BOUDJEMA, 1987)	P. 13
---------	--	----------